



Republica Moldova

Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică  
ANRE

str. Alexandr Pușkin 52/A, MD 2005 Chișinău, Tel: 022 823 955, [anre@anre.md](mailto:anre@anre.md), <http://www.anre.md>

**CONSILIUL DE ADMINISTRAȚIE**

**HOTĂRÂRE nr. \_\_\_\_\_**

din \_\_\_\_\_ 2021

mun. Chișinău

Înregistrat:

Ministerul Justiției

Nr. \_\_\_\_\_ din \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
Ministru

**pentru modificarea Codului rețelelor electrice, aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 423/2019 din 22 noiembrie 2019**

În temeiul art. 53 alin. (4) și art. 96 alin. (8) din Legea nr. 107/2016 cu privire la energia electrică (*Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2016, nr.193-203, art. 413*) cu modificările ulterioare, Consiliul de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică

**HOTĂRĂȘTE:**

1. Se aprobă modificările ce se operează în Codul rețelelor electrice, aprobat prin Hotărârea Consiliului de Administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 423/2019 din 22 noiembrie 2019 (*Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2020, nr. 14-23, art. 63*), înregistrat la Ministerul Justiției cu nr. 1513 din 20 decembrie 2019, (se anexează).

2. Se abrogă următoarele acte normative:

1) Normele tehnice ale rețelelor electrice de transport, aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr.266 din 20 noiembrie 2007 (*Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2007, nr.188-191, art.694*);

2) Normele tehnice ale rețelelor electrice de distribuție, aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr.267 din 20 noiembrie 2007 (*Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2007, nr.188-191, art.695*).

3. Controlul asupra executării prezentei hotărâri se pune în sarcina subdiviziunilor Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică.

4. Prezenta hotărâre intră în vigoare în termen de o lună de la data publicării.

**Veaceslav UNTILA**  
Director General

**Octavian CALMÎC**  
Director

**Eugen CARPOV**  
Director

**Ștefan CREANGĂ**  
Director

**Violina ȘPAC**  
Director

**Modificările  
ce se operează în Codul rețelelor electrice, aprobat prin Hotărârea Consiliului de  
Administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 423/2019  
din 22 noiembrie 2019**

Codul rețelelor electrice, aprobat prin Hotărârea Consiliului de Administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 423/2019 din 22 noiembrie 2019 (*Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2020, nr. 14-23, art. 63*), înregistrat la Ministerul Justiției cu nr. 1513 din 20 decembrie 2019, se modifică după cum urmează :

**1. După clauza de armonizare se introduce textul „PARTEA ÎNTÂI – ACCESUL ȘI RACORDAREA LA REȚELELE ELECTRICE”**

**2. Pct. 3 se completează cu următorii termeni și definiții:**

**”siguranța în funcționare** - capacitatea sistemului de transport de a menține o stare normală de funcționare sau de a reveni la o stare normală de funcționare cât mai curând posibil, caracterizată prin limite de siguranță în funcționare;

**restricție** - o situație care necesită pregătirea și activarea unei măsuri de remediere pentru a se respecta limitele de siguranță în funcționare;

**situație cu N elemente în funcțiune** - situația în care niciun element al sistemului de transport nu este indisponibil din cauza apariției unei contingențe;

**lista de contingențe** - lista de contingențe care trebuie simulate cu scopul de a testa conformitatea cu limitele de siguranță în funcționare;

**stare normală de funcționare** - situația în care sistemul se află în limitele de siguranță în funcționare în situația cu N elemente în funcțiune și după apariția oricărei contingențe din lista de contingențe, ținând seama de efectul măsurilor de remediere disponibile;

**furnizor de rezerve** - o entitate juridică având o obligație legală sau contractuală de a furniza RSF, RRF sau RI utilizând cel puțin o unitate de furnizare a rezervelor sau cel puțin un grup de furnizare a rezervelor;

**unitate de furnizare a rezervelor** - o singură unitate generatoare și/sau unitate consumatoare sau o agregare a acestora, racordată la un punct de racordare comun, care îndeplinește cerințele pentru furnizarea de RSF, RRF sau RI;

**grup de furnizare a rezervelor** - o agregare de unități generatoare, de unități consumatoare și/sau de unități de furnizare a rezervelor racordate la mai mult de un punct de racordare, care îndeplinesc cerințele pentru furnizarea de RSF, RRF sau RI;

**zonă de reglaj frecvență-putere sau „zonă RFP”** o parte a unei zone sincrone sau o întregă zonă sincronă, delimitată fizic prin puncte de măsurare pe liniile de interconexiune cu alte zone RFP, operată de unul sau mai mulți OST care au responsabilitatea efectuării reglajului frecvență-putere;

**durata de restabilire a frecvenței** - durata maximă preconizată după apariția unui dezechilibru de putere activă instantaneu, mai mic sau egal cu incidentul de referință, în care frecvența sistemului revine în limitele admise aferente valorilor de restabilire a frecvenței – în cazul zonelor sincrone cu o singură zonă RFP și, respectiv, durata maximă preconizată după apariția unui dezechilibru de putere activă instantaneu apărut într-o zonă RFP, în care acest dezechilibru este compensat – în cazul zonelor sincrone cu mai mult de o zonă RFP;

**criteriul (N-1)** - regula potrivit căreia elementele rămase în funcțiune în zona de reglaj a unui OST după producerea unei contingențe își pot păstra starea de funcționare în noua situație operațională fără ca limitele de siguranță în funcționare să fie încălcate;

**situația cu (N-1) elemente în funcțiune** - acea situație din sistemul de transport în care apare o contingență cuprinsă în lista de contingențe;

**stare de alertă** - starea în care sistemul se află în limitele de siguranță în funcționare, dar în care a fost detectată o contingență cuprinsă în lista de contingențe, la a cărei apariție măsurile de remediere disponibile nu sunt suficiente pentru a menține starea normală de funcționare;

**bloc de reglaj frecvență-putere sau „bloc RFP”** - o parte a unei zone sincrone sau o întregă zonă sincronă, delimitată fizic prin punctele de măsurare de pe liniile de interconexiune cu alte blocuri RFP, care este formată dintr-una sau din mai multe zone RFP și este operată de unul sau mai mulți OST care au responsabilitatea efectuării reglajului frecvență-putere;

**abaterea de reglaj a zonei de reglaj sau „ARZ”** - suma dintre abaterea de reglaj a componentei de putere activă („ $\Delta P$ ”), adică diferența obținută în timp real între valoarea instantanee a puterii de schimb măsurată în timp real („ $P$ ”) și valoarea programată a puterii de schimb reglate („ $P_0$ ”) aferentă unei zone RFP specifice sau unui bloc RFP specific, și abaterea de reglaj a componentei de frecvență („ $K \cdot \Delta f$ ”), care este dată de produsul dintre factorul  $K$  și abaterea de frecvență aferentă respectivei zone RFP specifice sau respectivului bloc RFP specific, unde abaterea de reglaj a zonei de reglaj este egală cu  $\Delta P + K \cdot \Delta f$ ;

**valoarea programată a puterii de schimb reglate** - o succesiune de valori de referință ale puterii de schimb nete aferente unei zone RFP sau unui bloc RFP prin intermediul liniilor de interconexiune în curent alternativ („CA”);

**reglajul tensiunii** - acțiunile de reglaj manual sau automat realizate într-un nod de producție, în nodurile de la capătul liniilor CA sau sistemelor HVDC, în transformatoare sau prin intermediul altor mijloace menite să mențină nivelul de tensiune stabilit sau valoarea stabilită a puterii reactive;

**stare de colaps** - acea stare a sistemului caracterizată prin nefuncționarea completă a unei părți a sistemului sau a întregului sistem de transport;

**contingență internă** - o contingență care are loc în interiorul zonei de reglaj a OST, inclusiv pe liniile de interconexiune;

**contingență externă** - o contingență care are loc în afara zonei de reglaj a OST și care nu include liniile de interconexiune, care generează un factor de influență mai mare decât pragul de influență al contingențelor;

**factor de influență** - valoarea numerică utilizată pentru cuantificarea celui mai puternic efect al retragerii din exploatare a unui element din sistemul de transport situat în afara zonei de reglaj a OST care nu include liniile de interconexiune, în ceea ce privește modificarea fluxurilor de putere sau tensiune provocată de respectiva retragere din exploatare, asupra oricărui element din sistemul de transport. Amplitudinea efectului crește direct proporțional cu valoarea;

**prag de influență al contingențelor** - valoarea numerică limită față de care se verifică factorii de influență; prin raportare la această valoare, se consideră că apariția unei contingențe în afara zonei de reglaj a OST având un factor de influență mai mare decât pragul de influență al contingențelor afectează semnificativ zona de reglaj a OST, inclusiv liniile de interconexiune;

**analiza contingențelor** - simularea computerizată a contingențelor cuprinse în lista de contingențe;

**timpul critic de eliminare a defectului** - durata maximă de eliminare a defectului pentru care sistemul de transport își menține starea stabilă de funcționare;

**defect** - toate tipurile de scurtcircuite (monofazate, bifazate și trifazate, cu sau fără punere la pământ), ruperea unui conductor, întreruperea unui circuit sau o conexiune intermitentă care determină indisponibilitatea permanentă a elementului afectat din sistemul de transport;

**element din sistemul de transport** - orice componentă a sistemului de transport;

**perturbație** - un eveniment neplanificat care poate provoca abaterea sistemului de transport de la starea normală de funcționare;

**stabilitate dinamică** - este un termen general care include stabilitatea de unghi rotoric, stabilitatea de frecvență și stabilitatea de tensiune;

**evaluarea stabilității dinamice** - evaluarea siguranței în funcționare din punctul de vedere al stabilității dinamice;

**stabilitatea de frecvență** - capacitatea sistemului de transport de a menține frecvența stabilă atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;

**stabilitatea de tensiune** - capacitatea unui sistem de transport de a menține tensiuni acceptabile în toate nodurile din sistemul de transport atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;

**starea sistemului** - starea operațională a sistemului de transport în raport cu limitele de siguranță în funcționare, care poate fi o stare normală de funcționare, o stare de alertă, de urgență, de colaps și de restaurare;

**stare de urgență** - starea sistemului în care se încalcă una sau mai multe limite de siguranță în funcționare;

**stare de restaurare** - starea sistemului în care scopul tuturor activităților din sistemul de transport este acela de a restabili funcționarea sistemului și de a menține siguranța în funcționare după starea de colaps sau după cea de urgență;

**contingență excepțională** - apariția simultană a mai multor contingențe având o cauză comună;

**abatere de frecvență** - diferența dintre frecvența reală și cea nominală din zona sincronă, care poate fi pozitivă sau negativă;

**frecvența sistemului** - frecvența electrică a sistemului, care poate fi măsurată în toate punctele zonei sincrone, având la bază premisa unei valori coerente în tot sistemul într-un interval de ordinul secundelor, cu existența doar a unor diferențe minore între punctele de măsurare diferite.

**procesul de restabilire a frecvenței sau „PRF”** - un proces care vizează readucerea frecvenței la frecvența nominală a rețelei și, în zonele sincrone cuprinzând mai mult de o zonă RFP, procesul care vizează restabilirea echilibrului de putere la valoarea programată;

**abatere de reglaj la restabilirea frecvenței sau „ARRF”** - abaterea de reglaj pentru PRF care este egală cu ARZ dintr-o zonă RFP sau egală cu abaterea de frecvență în cazul în care zona RFP corespunde din punct de vedere geografic zonei sincrone;

**program** - un set de valori de referință care reprezintă producția, consumul sau schimbul de energie electrică într-o anumită perioadă de timp;

**factorul K al unei zone RFP sau al unui bloc RFP** - o valoare exprimată în megawați pe hertz („MW/Hz”), mai mare sau cât mai apropiată de suma dintre autoreglajul producției, autoreglajul consumului și contribuția rezervei pentru stabilizarea frecvenței corespunzătoare abaterii maxime de frecvență în regim staționar;

**stare locală** - este determinantul unei stări de alertă, de urgență sau de colaps atunci când nu există niciun risc de prelungire a consecințelor în afara zonei de reglaj, inclusiv asupra liniilor de interconexiune conectate la această zonă de reglaj;

**abaterea maximă de frecvență în regim staționar** - valoarea maximă preconizată a abaterii de frecvență după apariția unui dezechilibru mai mic sau egal cu incidentul de referință la care sistemul este planificat să funcționeze în regim stabil;

**zona de observabilitate** - propriul sistem de transport al unui OST împreună cu părțile relevante ale sistemelor de distribuție și ale sistemelor de transport ale OST învecinați, pentru care un OST implementează monitorizarea în timp real și realizează modelarea pentru a menține siguranța în funcționare în zona sa de reglaj, inclusiv liniile de interconexiune;

**OST învecinați** - OST racordați direct prin cel puțin o linie de interconexiune în CA sau CC;

**analiza siguranței în funcționare** - întreaga sferă a activităților computerizate, manuale și automate realizate în scopul de a evalua siguranța în funcționare a sistemului de transport și măsurile de remediere necesare pentru a menține siguranța în funcționare;

**indicatori ai siguranței în funcționare** - indicatorii utilizați de OST pentru a monitoriza siguranța în funcționare în ceea ce privește stările sistemului, precum și defectele și perturbațiile care influențează siguranța în funcționare;

**evaluarea siguranței în funcționare** - clasificarea folosită de OST ca să monitorizeze siguranța în funcționare pe baza indicatorilor siguranței în funcționare;

**teste operaționale** - atât acele teste efectuate de către un OST sau OSD pentru întreținerea și dezvoltarea practicilor operaționale și a instruirii aferente, precum și pentru dobândirea informațiilor cu privire la comportamentul sistemului de transport în condiții anormale de funcționare, cât și testele efectuate de utilizatorii de rețea semnificativi asupra instalațiilor proprii, în scopuri similare;

**contingență normală** - apariția unei contingențe pe o singură latură sau un singur nod de injecție de putere;

**contingență extraordinară** - apariția simultană a mai multor contingențe care nu au o cauză comună sau pierderea mai multor unități generatoare, conducând la o pierdere totală de capacitate mai mare decât incidentul de referință;

**viteza de variație a sarcinii** - viteza de modificare a puterii active a unei unități generatoare, a unui loc de consum sau a unui sistem HVDC;

**rezervă de putere reactivă** - puterea reactivă care este disponibilă pentru menținerea tensiunii;

**incident de referință** - abaterea maximă pozitivă sau negativă care are loc instantaneu între producție și consum într-o zonă sincronă, luată în considerare la dimensionarea RSF;

**stabilitate de unghi rotoric** - capacitatea mașinilor sincrone de a rămâne în sincronism atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;

**plan de securitate** - planul care conține o evaluare a riscului activelor critice ale OST în cazul unor scenarii privind amenințări fizice și informatice majore și o evaluare a efectelor potențiale;

**limite de stabilitate** - limitele permise pentru operarea sistemului de transport în ceea ce privește respectarea limitelor stabilității de tensiune, ale stabilității de unghi rotoric și ale stabilității de frecvență;

**starea de zonă extinsă** - o stare de alertă, de urgență sau de colaps care prezintă riscul de propagare la nivelul sistemelor de transport interconectate;

**plan de apărare a sistemului** - ansamblul de măsuri tehnice și organizatorice care trebuie luate pentru a preveni propagarea unei perturbații sau o deteriorare în sistemul de transport, în vederea evitării unei perturbații la nivel de stare de zonă extinsă și a unei stări de colaps;

**topologie** - datele privind modul de conectare în stații a diferitelor elemente din cadrul sistemelor de transport sau de distribuție și cuprinde configurația electrică și poziția întrerupătoarelor și a separatoarelor;

**suprasarcini tranzitorii admisibile** - suprasarcinile temporare pe elementele sistemului de transport, care sunt permise pentru o perioadă limitată de timp și care nu provoacă deteriorări fizice ale elementelor din sistemul de transport, atâta timp cât durata definită și limitele sunt respectate;

**linie de interconexiune virtuală** - o mărime de intrare suplimentară a reguletoarelor din zonele RFP implicate, care are același efect ca o mărime de intrare bazată pe valoarea măsurată a unei linii de interconexiune fizice și care permite schimbul de energie electrică între zonele respective;

**sisteme flexibile de transport al curentului alternativ sau „FACTS”** - echipamente de transport al energiei electrice în curent alternativ, în scopul consolidării capacității de reglaj și al creșterii capacității de transfer al puterii active;

**adecvanță** - capacitatea surselor de putere dintr-o zonă de a acoperi consumul din acea zonă;

**programul agregat al schimburilor externe nete** - programul care realizează agregarea programelor schimburilor externe ale tuturor OST și a programelor de schimburi comerciale externe între două zone de programare sau între o zonă de programare și un grup de alte zone de programare;

**plan de disponibilitate** - combinația dintre toate stările de disponibilitate preconizate ale unui activ relevant într-o anumită perioadă de timp;

**stare de disponibilitate** - capacitatea unui element de rețea, a unei unități generatoare sau a unui loc de consum de a furniza un serviciu într-o anumită perioadă de timp, indiferent dacă se află în funcțiune sau nu;

**aproape în timp real** - o diferență de timp între ultima închidere a porții intrazilnice și timpul real, care nu depășește 15 minute;

**program de consum** - un program care reprezintă consumul unui loc de consum sau al unui grup de locuri de consum;

**mediul de date de planificare operațională ENTSO-E** - ansamblul de echipamente și aplicații informatice dezvoltate cu scopul de a permite stocarea, schimbul și gestionarea datelor utilizate pentru procesele de planificare operațională între OST;

**program de schimburi comerciale externe** - un program care reprezintă schimburile comerciale de energie electrică între participanții la piață în diferite zone de programare;

**programul schimburilor externe al OST** - programul care reprezintă schimbul de energie electrică între OST din diferite zone de programare;

**retragere forțată din exploatare** - scoaterea neplanificată din funcțiune a unui activ relevant din orice cauză specifică situației de urgență care nu se află sub controlul operațional al operatorului activului relevant respectiv;

**program de producție** - programul de producție a energiei electrice de către o unitate generatoare sau de către un grup de unități generatoare;

**program de schimburi comerciale interne** - un program care reprezintă schimburile comerciale de energie electrică dintr-o zonă de programare, care au loc între diferiți participanți la piață;

**activ relevant intern** - un activ relevant care face parte din zona de reglaj a unui OST sau un activ relevant dintr-un sistem de distribuție, inclusiv un sistem de distribuție închis, care este conectat direct sau indirect la zona de reglaj a OST respectiv;

**regiune de coordonare a retragerilor din exploatare** - un ansamblu de zone de reglaj pentru care OST definesc proceduri de monitorizare și, acolo unde este necesar, de coordonare a disponibilității activelor relevante pentru toate orizonturile de timp;

**loc de consum relevant** - un loc de consum care participă la procesul de coordonare a retragerilor din exploatare și a cărui disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;

**activ relevant** - un loc de consum relevant, o unitate generatoare relevantă sau un element de rețea relevant care participă la coordonarea retragerilor din exploatare;

**element de rețea relevant** - orice componentă a unui sistem de transport, inclusiv liniile de interconexiune, sau a unui sistem de distribuție, inclusiv a unui sistem de distribuție închis, cum ar fi o linie unică, un circuit unic, un transformator unic, un transformator defazor de reglaj unic, sau o instalație de reglaj al tensiunii care participă la procesul de coordonare a retragerilor din exploatare și a cărei disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;

**incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare** - starea în care combinația dintre disponibilitatea unuia sau mai multor elemente de rețea relevante, al unităților generatoare relevante și/sau al locurilor de consum și cea mai bună estimare a stării prognozate a rețelei electrice conduce la încălcarea limitelor de siguranță în funcționare, luându-se în considerare măsurile de remediere aflate la dispoziția OST care nu presupun costuri;

**unitate generatoare relevantă** - unitatea generatoare care participă la coordonarea retragerilor din exploatare și a cărei disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;

**zonă de programare** - o zonă în care se aplică obligațiile OST în ceea ce privește programarea, datorită unor nevoi operaționale sau organizatorice;

**cu o săptămână înainte** - săptămâna de dinaintea săptămânii calendaristice de funcționare;

**pe un an** - în anul de dinaintea anului calendaristic de funcționare;

**OST afectat** - un OST care are nevoie, pentru analiza și menținerea siguranței în funcționare, de informațiile privind schimbul de rezerve și/sau utilizarea în comun a rezervelor și/sau procesul de compensare a dezechilibrelor și/sau procesul de activare transfrontalieră;

**capacitate de rezervă** - cantitatea de RSF, RRF sau RI care trebuie să fie puse la dispoziția OST;

**schimb de rezerve** - posibilitatea ca un OST să aibă acces la o capacitate de rezervă racordată la altă zonă RFP, bloc RFP sau zonă sincronă ca să-și completeze propriile rezerve în conformitate cu necesarul de rezerve rezultat din procesul propriu de dimensionare a RSF, RRF sau RI, această capacitate de rezervă fiind destinată exclusiv respectivului OST fără ca niciun alt OST să o ia în calcul în scopul respectării cerințelor proprii privind rezervele care rezultă din procesele lor respective de dimensionare a rezervelor;

**partajare de rezerve** - un mecanism în care mai mulți OST utilizează aceeași capacitate de rezervă, fie RSF, RRF sau RI, pentru a-și completa propriile rezerve în conformitate cu necesarul de rezerve rezultat din procesele proprii de dimensionare a rezervelor;

**țimp de declanșare a stării de alertă** înseamnă perioada de timp necesară pentru ca starea de alertă să devină activă;

**RRF automate** - RRF care pot fi activate printr-un dispozitiv de reglaj automat;

**temporizarea activării RRF automate** - intervalul de timp dintre stabilirea unei noi valori de referință de către regulatorul central frecvență-putere de schimb și începutul livrării fizice de RRF automate;

**durata de activare completă a RRF automate** - perioada de timp dintre stabilirea unei noi valori de referință de către regulatorul central frecvență-putere de schimb și activarea sau dezactivarea corespunzătoare a RRF automate;

**date despre valoarea medie a ARRF** - setul de date constând în valoarea medie a ARRF înregistrată instantaneu dintr-o zonă RFP sau dintr-un bloc RFP într-o anumită perioadă de timp măsurată;

**OST furnizor al capacității de reglaj** - OST care declanșează activarea capacității sale de rezervă pentru un OST beneficiar al capacității de reglaj, în condițiile unui acord de partajare a rezervelor;

**OST beneficiar al capacității de reglaj** - OST care calculează capacitatea de rezervă ținând cont de capacitatea de rezervă care este accesibilă prin intermediul unui OST furnizor al capacității de reglaj, în condițiile unui acord de partajare a rezervelor;

**procesul de aplicare a criteriilor** - procesul de calcul al parametrilor-țintă pentru zona sincronă, pentru blocul RFP, precum și pentru zona RFP, pe baza datelor obținute în procesul de colectare și de furnizare a datelor;

**procesul de colectare și de furnizare a datelor** - procesul de colectare a setului de date necesare pentru a îndeplini criteriile de evaluare a calității frecvenței;

**proces de activare a RRF transfrontaliere** - un proces convenit între OST care participă la procesul care permite activarea RRF conectate într-o altă zonă RFP prin corectarea în mod corespunzător a contribuției PRF implicate;

**proces de activare a RI transfrontaliere** - un proces convenit între OST care participă la procesul care permite activarea RI conectate într-o altă zonă RFP prin corectarea în mod corespunzător a contribuției PIR implicate;

**incident de dimensionare** - cel mai mare dezechilibru de putere activă preconizat produs instantaneu într-un bloc RFP, atât în direcție pozitivă, cât și în direcție negativă;

**abaterea de frecvență pentru activarea integrală a RSF** - valoarea nominală a abaterii de frecvență la care RSF dintr-o zonă sincronă este activată integral;

**durata de activare integrală a RSF** - perioada de timp dintre apariția incidentului de referință și activarea integrală corespunzătoare a RSF;

**RSF obligatorie** - acea parte din toate RSF pentru care este responsabil OST;

**parametru care definește calitatea frecvenței** - principalele variabile ale frecvenței sistemului care definesc principiile calității frecvenței;

**parametru-țintă pentru calitatea frecvenței** - principalul obiectiv de frecvență, în funcție de care este evaluat comportamentul proceselor de activare a RSF, RRF și RI în starea de funcționare normală;

**criterii de evaluare a calității frecvenței** - un set de calcule care utilizează valori măsurate ale frecvenței sistemului și care permite evaluarea calității frecvenței sistemului față de parametri-țintă pentru calitatea frecvenței;

**date pentru evaluarea calității frecvenței** - setul de date care permite calcularea criteriilor de evaluare a calității frecvenței;

**parametri-țintă pentru ARRF** - variabilele-țintă principale ale blocului RFP pe baza cărora sunt determinate și evaluate criteriile de dimensionare pentru RRF și RI din blocul RFP care sunt folosite pentru a reflecta comportamentul blocului RFP în condiții normale de funcționare;

**transfer de putere la restabilirea frecvenței** - puterea care este transferată între zonele RFP în cadrul procesului de activare a RRF transfrontaliere;

**valoarea de referință a frecvenței** - valoarea-țintă a frecvenței utilizate în PRF, definită ca suma dintre frecvența nominală a sistemului și o valoare de compensare necesară pentru a reduce abaterea timpului electric;

**cerințe de disponibilitate a RRF** - o serie de cerințe definite de OST dintr-un bloc RFP în ceea ce privește disponibilitatea RRF;

**reguli de dimensionare a RRF** - specificațiile procesului de dimensionare a RRF dintr-un bloc RFP;

**procesul de compensare a dezechilibrelor** - un proces convenit între OST, care permite evitarea activării simultane a RRF în direcții opuse, luând în considerare ARRF respective, precum și RRF activate, și corectând în mod corespunzător contribuția PRF implicate;

**transfer de putere pentru compensarea dezechilibrelor** - puterea care este transferată între zonele RFP în cadrul procesului de compensare a dezechilibrelor;

**obligație de RSF inițială** - cantitatea de RSF alocată unui OST pe baza cheii de repartizare;

**date referitoare la frecvența instantanee** - un set de valori măsurate referitoare la frecvența generală a sistemului dintr-o zonă sincronă, cu o perioadă de măsurare mai mică sau egală cu o secundă, utilizate în scopul evaluării calității frecvenței;

**abaterea frecvenței instantanee** - un set de valori măsurate referitoare la abaterile de frecvență ale întregului sistem dintr-o zonă sincronă, cu o perioadă de măsurare mai mică sau egală cu o secundă, utilizate în scopul evaluării calității frecvenței;

**date referitoare la ARRF instantanee** - un set de date referitoare la ARRF dintr-un bloc RFP cu o perioadă de măsurare mai mică sau egală cu 10 secunde, utilizate în scopul evaluării calității frecvenței;

**acord operațional în blocul RFP** - un acord multilateral între toți OST dintr-un bloc RFP în cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un OST și înseamnă o metodologie operațională în blocul RFP care urmează a fi adoptată în mod unilateral de către OST relevant în cazul în care blocul RFP este operat de un singur OST;

**transfer de putere de înlocuire** - puterea care este schimbată între zonele RFP în cadrul procesului de activare a RI transfrontaliere;

**dezechilibre din blocul RFP** - suma dintre ARRF, RRF activată și RI activată în cadrul blocului și schimbul de putere pentru compensarea dezechilibrelor, transferul de putere la restabilirea frecvenței și transferul de putere de înlocuire din acest bloc RFP cu alte blocuri RFP;

**responsabilul cu monitorizarea blocului RFP** - un OST responsabil cu colectarea datelor privind criteriile de evaluare a calității frecvenței și de aplicarea acestor criterii la blocul RFP;

**structura reglajului frecvență-putere** - structura de bază care ia în considerare toate aspectele relevante ale reglajului frecvență-putere, în special în ceea ce privește obligațiile și responsabilitățile aferente, precum și categoriile și rolurile rezervelor de putere activă;

**structura responsabilității proceselor** - structura necesară pentru a stabili responsabilitățile și obligațiile în ceea ce privește rezervele de putere activă pe baza structurii de reglaj din zona sincronă;



**structura activării proceselor** - structura necesară pentru a clasifica procesele aferente diverselor tipuri de rezerve de putere activă, în ceea ce privește rolul și activarea acestora;

**durata de activare completă a RRF manuale** - perioada de timp dintre schimbarea valorii de referință și activarea sau dezactivarea corespunzătoare a RRF manuale;

**abaterea maximă a frecvenței instantanee** înseamnă valoarea absolută maximă preconizată a abaterii frecvenței instantanee după apariția unui dezechilibru mai mic sau egal cu incidentul de referință, valoare la depășirea căreia trebuie activate măsurile de urgență;

**zonă de monitorizare** - o parte a unei zone sincrone sau o întreagă zonă sincronă, delimitată fizic prin punctele de măsurare pe liniile de interconexiune cu alte zone de monitorizare și operată de unul sau mai mulți OST care îndeplinesc obligațiile aplicabile unei zone de monitorizare;

**calificare prealabilă** - procesul de verificare a conformității unei unități de furnizare a rezervelor sau a unui grup de furnizare a rezervelor cu cerințele stabilite de OST;

**perioadă de variație a sarcinii** - o perioadă de timp definită de un punct de pornire fix și de o durată pe parcursul căreia intrarea și/sau ieșirea puterii active crește sau scade;

**OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve** - OST care este responsabil să dea dispoziții unității de furnizare a rezervelor sau grupului de furnizare a rezervelor pentru activarea RRF și/sau RI;

**OSD cu rezerve racordate** - OSD responsabil de rețeaua de distribuție la care este racordată o unitate de furnizare a rezervelor sau un grup de furnizare a rezervelor care furnizează rezerve unui OST;

**OST cu rezerve racordate** - OST responsabil de zona de monitorizare la care este racordată o unitate de furnizare a rezervelor sau un grup de furnizare a rezervelor;

**OST receptor al rezervei** - un OST implicat într-un schimb cu un OST cu rezerve racordate și/sau cu o unitate de furnizare a rezervelor sau cu un grup furnizor de rezerve racordat la o altă zonă de monitorizare sau RFP;

**cerințe de disponibilitate a RI** - o serie de cerințe definite de OST dintr-un bloc RFP în ceea ce privește disponibilitatea RI;

**reguli de dimensionare a RI** - specificațiile procesului de dimensionare a RI dintr-un bloc RFP;

**domeniu de frecvență standard** un interval definit simetric în jurul frecvenței nominale, în care se consideră că se operează frecvența sistemului dintr-o zonă sincronă;

**abaterea standard a frecvenței** - valoarea absolută a abaterii de frecvență care limitează domeniul de frecvență standard;

**abaterea de frecvență în regim staționar** - valoarea absolută a abaterii de frecvență după apariția unui dezechilibru, după ce frecvența sistemului a fost stabilizată;

**responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone** - un OST responsabil de colectarea datelor privind criteriile de evaluare a calității frecvenței și de aplicarea acestor criterii la zona sincronă;

**servicii de echilibrare** - energia de echilibrare sau capacitatea pentru echilibrare sau ambele;

**capacitate pentru echilibrare** - un volum de capacitate în rezervă pe care un furnizor de servicii de echilibrare a convenit să îl păstreze și în privința căruia furnizorul de servicii de echilibrare a convenit să prezinte OST, pe durata contractului, oferte pentru o cantitate corespunzătoare de energie de echilibrare;

**furnizor de servicii de echilibrare** - un participant la piață cu unități de furnizare a rezervelor sau cu grupuri de furnizare a rezervelor, capabil să furnizeze servicii de echilibrare operatorilor de transport și de sistem;

**dezechilibru** - un volum de energie calculat pentru o parte responsabilă cu echilibrarea și care reprezintă diferența dintre volumul alocat atribuit respectivei părți responsabile cu echilibrarea și poziția finală a respectivei părți responsabile cu echilibrarea, inclusiv orice ajustare a dezechilibrului aplicată respectivei părți responsabile cu echilibrarea, într-un anumit interval de decontare a dezechilibrului;

**decontare a dezechilibrelor** - un mecanism de decontare financiară pentru emiterea de facturi sau efectuarea de plăți către părțile responsabile cu echilibrarea pentru dezechilibrele acestora;

**interval de decontare a dezechilibrului** - unitatea de timp pentru care se calculează dezechilibrul părților responsabile cu echilibrarea (interval de dispecerizare);

**preț de dezechilibru** - prețul, fie că este pozitiv, zero sau negativ, din fiecare interval de decontare a dezechilibrului, aferent unui dezechilibru în fiecare direcție;

**ajustare a dezechilibrului** - un volum de energie care reprezintă energia de echilibrare de la un furnizor de servicii de echilibrare și care este aplicat de către OST, pentru un interval de decontare a dezechilibrului, părților responsabile cu echilibrarea vizate și care este utilizat pentru calcularea dezechilibrului acestor părți responsabile cu echilibrarea;

**volum alocat** - un volum de energie injectat sau extras fizic din sistem și atribuit unei părți responsabile cu echilibrarea, pentru calcularea dezechilibrului respectivei părți responsabile cu echilibrarea;

**poziție** - volumul de energie declarat al unei părți responsabile cu echilibrarea, utilizat pentru calcularea dezechilibrului acesteia;

**model de autodispecerizare** - un model de programare și de dispecerizare prin care programele de producere și programele de consum, precum și dispecerizarea instalațiilor de producere a energiei electrice și a locurilor de consum sunt determinate de agenții de programare ai instalațiilor respective;

**model OST-OST** - un model pentru schimbul de servicii de echilibrare, în cadrul căruia furnizorul de servicii de echilibrare furnizează servicii de echilibrare către OST-ul său conector, care apoi furnizează aceste servicii de echilibrare către OST solicitant;

**OST conector** - operatorul de transport și de sistem care operează zona de programare în care furnizorii de servicii de echilibrare și părțile responsabile cu echilibrarea trebuie să respecte clauzele și condițiile legate de echilibrare;

**schimb de servicii de echilibrare** - fie schimbul de energie de echilibrare, fie schimbul de capacitate pentru echilibrare, fie ambele;

**schimb de energie de echilibrare** - activarea ofertelor de energie de echilibrare pentru livrarea de energie de echilibrare către un OST dintr-o zonă de programare diferită de cea în care este racordat furnizorul de servicii de echilibrare activate;

**schimb de capacitate pentru echilibrare** - furnizarea de capacitate pentru echilibrare către un OST dintr-o zonă de programare diferită de cea în care este racordat furnizorul de servicii de echilibrare achiziționate;

**oră de închidere a porții pentru energia de echilibrare** - momentul în care nu mai este permisă transmiterea sau actualizarea unei oferte de energie de echilibrare pentru un produs standard dintr-o listă cu ordine de merit comune;

**produs standard** - un produs de echilibrare armonizat, definit de OST;

**produs specific** - un produs diferit de un produs standard;

**oră de închidere a porții pentru transmiterea de oferte de energie de către OST** - ultimul moment în care un OST poate transmite funcției de optimizare a activării ofertele de energie de echilibrare primite de la un furnizor de servicii de echilibrare;

**funcție de optimizare a activării** - funcția de operare a algoritmului aplicat pentru a optimiza activarea ofertelor de energie de echilibrare;

**funcție de proces de compensare a dezechilibrelor** - rolul de a opera algoritmul aplicat pentru realizarea procesului de compensare a dezechilibrelor;

**funcție de decontare OST-OST** - funcția de efectuare a decontării proceselor de cooperare între OST;

**OST solicitant** - OST care solicită livrarea energiei de echilibrare.”

3. Tabelul 1 va avea următorul conținut:

*Tabelul 1 Nivelele limită de capacitate pentru unitățile generatoare de tip B, C și D*

Limita pragului de capacitate maximă de la	Limita pragului de capacitate maximă de la	Limita pragului de capacitate maximă de la
--	--	--

<b>care o unitate generatoare este de tip B</b>	<b>care o unitate generatoare este de tip C</b>	<b>care o unitate generatoare este de tip D</b>
0,5 MW	3 MW	10 MW

4. După pct. 613 se completează cu următoarele prevederi:

## **PARTEA A DOUA SECURITATEA OPERAȚIONALĂ**

### **TITLUL I CERINȚE PRIVIND SECURITATEA OPERAȚIONALĂ**

#### **CAPITOLUL I**

#### **Stările sistemului, măsurile de remediere și limitele de siguranță în funcționare**

##### **Secțiunea 1**

##### **Clasificarea stărilor sistemului**

614. Sistemul electroenergetic este în starea normală de funcționare în cazul în care sunt îndeplinite toate condițiile de mai jos:
- 1) fluxurile de tensiune și de putere se încadrează în limitele de siguranță în funcționare;
  - 2) frecvența îndeplinește următoarele criterii:
    - a) abaterea de frecvență în regim staționar se încadrează în domeniul de frecvență standard; sau
    - b) valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului nu este mai mare decât abaterea maximă de frecvență în regim staționar și nu sunt atinse limitele frecvenței sistemului pentru starea de alertă;
  - 3) rezervele de putere activă și reactivă sunt suficiente pentru a suporta contingentele normative fără să se încalce limitele de siguranță în funcționare;
  - 4) funcționarea sistemului electroenergetic va rămâne în limitele de siguranță în funcționare după activarea măsurilor de remediere în urma producerii unei contingente normative;
615. Sistemul electroenergetic este în stare de alertă în cazul în care:
- 1) fluxurile de tensiune și de putere se încadrează în limitele de siguranță în funcționare; și
  - 2) capacitatea de rezervă este redusă cu mai mult de 20 % pentru o perioadă mai lungă de 30 de minute și nu există niciun mijloc prin care să se compenseze această reducere în decursul funcționării în timp real a sistemului; sau
  - 3) frecvența îndeplinește următoarele criterii:
    - a) valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului nu este mai mare decât abaterea maximă de frecvență în regim staționar și
    - b) valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului a depășit constant 50 % din abaterea maximă de frecvență în regim staționar, pentru o perioadă de timp mai lungă decât perioada de declanșare a stării de alertă, sau domeniul de frecvență standard, pentru o perioadă de timp mai lungă decât durata de restabilire a frecvenței; sau
  - 4) cel puțin o contingență normativă, determină o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare, chiar și după activarea măsurilor de remediere;
616. Sistemul electroenergetic este în stare de urgență în cazul în care este îndeplinită cel puțin una dintre următoarele condiții:
- 1) există cel puțin o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare;
  - 2) frecvența nu îndeplinește criteriile pentru starea normală de funcționare și pentru starea de alertă;
  - 3) este activată cel puțin o măsură din planul de apărare a sistemului electroenergetic;

4) există o deficiență în funcționarea instrumentelor, mijloacelor și instalațiilor, definită în conformitate cu Secțiunea 7, care determină indisponibilitatea acestor instrumente, mijloace și instalații pentru o perioadă mai lungă de 30 de minute.

617. Sistemul electroenergetic este în stare de colaps în cazul în care cel puțin una dintre următoarele condiții este îndeplinită:

- 1) pierderea a mai mult de 50 % din consum;
- 2) lipsa totală a tensiunii timp de cel puțin trei minute, care determină declanșarea unor planuri de restaurare.

618. Sistemul electroenergetic este în stare de restaurare atunci când, în stare urgență sau de colaps, OST a început să activeze măsuri din planul de restaurare.

## **Secțiunea 2**

### **Monitorizare și determinarea stărilor sistemului de către OST**

619. OST determină starea sistemului electroenergetic în decursul funcționării în timp real.

620. OST monitorizează în timp real următorii parametri ai sistemului electroenergetic, pe baza telemetriei în timp real sau a valorilor calculate din zona sa de observabilitate, luând în calcul datele structurale și datele în timp real:

- 1) fluxurile de putere activă și reactive în sistemul de transport;
- 2) tensiunile în barele colectoare a sistemului de transport;
- 3) frecvența și abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței;
- 4) rezervele de putere activă și reactivă și
- 5) producția și consumul.

621. Pentru a stabili starea sistemului, OST trebuie să facă analiza contingențelor cel puțin o dată la fiecare 15 minute, monitorizând parametri definiți în conformitate cu secțiunea dată față de limitele de siguranță în funcționare și față de criteriile pentru stările sistemului. Fiecare OST verifică, de asemenea, nivelul rezervelor disponibile față de capacitatea de rezervă. Atunci când efectuează analiza contingențelor, fiecare OST ține seama de efectul măsurilor de remediere și al măsurilor din planul de apărare a sistemului.

622. În cazul în care sistemul electroenergetic nu este într-o stare normală de funcționare și în cazul în care această stare a sistemului este se extinde și asupra sistemelor vecine, OST are următoarele obligații:

- 1) să informeze OST ai sistemelor vecine cu privire la starea sistemului său și
- 2) să furnizeze informații suplimentare OST ai sistemelor vecine cu privire la elementele sistemului său de transport care fac parte din zona de observabilitate a acestor OST.

## **Secțiunea 3**

### **Măsuri de remediere în cadrul operării sistemului**

623. OST se străduiește să asigure că sistemul electroenergetic rămâne în stare normală de funcționare și este responsabil de gestionarea situațiilor de nerespectare a siguranței în funcționare. Pentru a atinge acest obiectiv, OST concepe, elaborează și activează măsuri de remediere, în funcție de disponibilitate și ținând cont de timpul și de resursele necesare pentru activarea acestora, precum și de condițiile din afara sistemului de transport care sunt relevante pentru fiecare măsură de remediere.

624. OST aplică următoarele principii atunci când activează și coordonează măsuri de remediere:

- 1) în situațiile de nerespectare a siguranței în funcționare care nu trebuie să fie gestionate în mod coordonat cu alți OST, OST concepe, elaborează și activează măsurile de remediere care readuc sistemul la starea normală de funcționare și care previn propagarea stării de alertă sau de urgență din categoriile definite în Secțiunea 5;
- 2) în situațiile de nerespectare a siguranței în funcționare care trebuie să fie gestionate în mod coordonat cu alți OST, OST concepe, elaborează și activează măsurile de remediere împreună cu ceilalți OST în cauză.

625. Atunci când alege măsurile de remediere adecvate, OST trebuie să aplice următoarele criterii:

- 1) să activeze măsurile de remediere cele mai eficace și eficiente din punct de vedere economic;
- 2) să activeze măsuri de remediere cât mai aproape de timpul real, ținând seama de perioada de timp preconizată de activare și de urgența situației de operare a sistemului pe care intenționează să o soluționeze;
- 3) să ia în considerare riscurile de eșec în cazul aplicării măsurilor de remediere disponibile și impactul acestora asupra siguranței în funcționare, cum ar fi:
  - a) riscurile de eșec sau de scurtcircuit provocate de modificarea topologiei;
  - b) riscurile de retrageri din exploatare provocate de modificările puterii active sau reactive la unitățile generatoare sau la locurile de consum și
  - c) riscurile de defecțiune cauzate de comportamentul echipamentelor;
- 4) să acorde prioritate măsurilor de remediere care pun la dispoziție cea mai mare capacitate interzonală pentru alocarea capacităților, respectând totodată toate limitele de siguranță în funcționare.

#### **Secțiunea 4**

##### **Categorii de măsuri de remediere**

626. OST utilizează, fără a se limita, următoarele categorii de măsuri de remediere:

- 1) modificarea duratei unei retrageri planificate din exploatare sau repunerea în serviciu a elementelor sistemului electroenergetic pentru a obține disponibilitatea operațională a respectivelor elemente;
- 2) modificarea activă a fluxurilor de putere prin:
  - a) comutarea ploturilor la transformatoarele de putere;
  - b) comutarea ploturilor la transformatoarele defazor de reglaj;
  - c) modificarea topologiilor;
- 3) reglajul tensiunii și gestionarea puterii reactive prin:
  - a) comutarea ploturilor la transformatoarele de putere;
  - b) comutarea capacitorilor și bobinelor de reactanță;
  - c) comutarea dispozitivelor de gestionare a tensiunii și a puterii reactive pe bază de electronică de putere;
  - d) transmiterea de dispoziții către OSD racordați la sistemele de transport și către utilizatorii de rețea semnificativi pentru blocarea reglajului automat de tensiune și putere reactivă al transformatoarelor sau pentru activarea la instalațiile lor a măsurilor de remediere dacă deteriorarea tensiunii periclitează siguranța în funcționare sau amenință să conducă la un colaps de tensiune;
  - e) solicitarea modificării valorii de ieșire a puterii reactive sau a valorii de referință a tensiunii grupurilor generatoare sincrone;
  - f) solicitarea modificării valorii de ieșire a puterii reactive a convertoarelor grupurilor generatoare nesincrone;
- 4) recalcularea capacității interzonale;
- 5) redispecerizarea utilizatorilor de rețea electrică racordați la sistemul de transport sau distribuție;
- 6) comercializarea în contrapartidă cu sistemele electroenergetice vecine;
- 7) ajustarea fluxurilor de putere activă prin intermediul sistemelor HVDC;
- 8) activarea procedurilor de gestionare a abaterilor de frecvență;
- 9) cu acordul OST vecini, limitarea capacității interzonale alocate deja într-o situație de urgență în cazul în care utilizarea acestei capacități pune în pericol siguranța în funcționare, dacă redispecerizarea sau comercializarea în contrapartidă nu este posibilă și
- 10) dacă este cazul, deconectarea manuală a sarcinii, inclusiv în starea normală sau în starea de alertă.

627. Dacă este necesar și justificat pentru a menține siguranța în funcționare, fiecare OST poate pregăti și activa măsuri de remediere suplimentare.

## **Secțiunea 5**

### **Pregătirea, activarea și coordonarea măsurilor de remediere**

628. OST pregătește și activează măsurile de remediere pentru a preveni deteriorarea stării sistemului, pe baza următoarelor elemente:

- 1) monitorizarea și stabilirea stărilor sistemului;
- 2) analiza contingențelor în funcționarea în timp real;
- 3) analiza contingențelor în planificarea operațională.

629. Atunci când pregătește și activează măsuri de remediere, inclusiv de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă, OST evaluează, în cooperare cu OST vecini, impactul unor astfel de măsuri de remediere în interiorul și în afara sistemului electroenergetic național.

630. Atunci când pregătește și activează măsuri de remediere care au un impact asupra utilizatorilor de sistem implicați și OSD, OST, în cazul în care sistemul este în starea normală de funcționare sau în starea de alertă, evaluează impactul măsurilor de remediere în cooperare cu respectivii utilizatori și OSD afectați și alege măsurile de remediere care contribuie la menținerea stării normale de funcționare și a funcționării în siguranță în cazul tuturor părților implicate. Toți utilizatorii de sistem și OSD afectați furnizează OST toate informațiile necesare pentru această coordonare.

631. În cazul în care sistemul electroenergetic este în stare normală sau de alertă, când pregătește și activează măsurile de remediere, OST coordonează, în măsura în care este posibil, aceste măsuri de remediere cu utilizatorii de sistem și OSD afectați care sunt conectați la sistemul de transport, pentru a menține siguranța în funcționare și integritatea sistemului. Atunci când un OST activează o măsură de remediere, toți utilizatorii de sistem și OSD aplică dispozițiile date de OST.

632. În cazul unor contingente care au doar consecințe asupra stării sistemului electroenergetic național și nerespectarea siguranței în funcționare nu trebuie gestionată în mod coordonat cu alți OST, OST poate decide să nu activeze măsuri de remediere care presupun costuri.

## **Secțiunea 6**

### **Disponibilitatea mijloacelor, instrumentelor și instalațiilor OST**

633. Fiecare OST asigură disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța următoarelor elemente:

- 1) instalații pentru monitorizarea stării sistemului electroenergetic, inclusiv aplicații pentru estimarea stării și instalații pentru reglajul frecvență-putere;
- 2) mijloace de comandă a întrerupătoarelor, a separatoarelor, a schimbătoarelor de ploturi și a altor echipamente utilizate pentru comandarea elementelor sistemului electroenergetic;
- 3) mijloace de comunicare cu camerele de comandă ale altor OST, OSD și utilizatori de sistem;
- 4) instrumente de analiză a siguranței în funcționare și
- 5) instrumente și mijloace de comunicare necesare OST pentru a facilita tranzacțiile pe piața energiei electrice internă cât și tranzacțiile transfrontaliere.

634. În cazul în care instrumentele, mijloacele și instalațiile OST menționate în articolul precedent necesită implicarea OSD sau utilizatorilor de sistem care participă în furnizarea serviciilor de echilibrare, a serviciilor tehnologice de sistem sau de apărare sau de restaurare sau necesită furnizarea în timp real de date operaționale, OST relevant și respectivii OSD și utilizatori de sistem trebuie să coopereze și să se coordoneze pentru a specifica și a asigura disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța acestor instrumente, mijloace și instalații.

635. Cel puțin o dată pe an sau după orice modificare importantă sau condițiilor de operare a sistemului OST reexaminează necesitatea actualizării instrumentelor, mijloacelor și instalațiilor critice pentru asigurarea continuității activității. OST pune la dispoziția OSD și utilizatorilor de sistem vizați eventualele noi necesități care îi afectează pe aceștia din urmă.

## Secțiunea 7

### Limitele siguranței în funcționare

636. OST specifică limitele de siguranță în funcționare pentru fiecare element al sistemului electroenergetic, luând în considerare cel puțin următoarele caracteristici fizice:

- 1) limitele de tensiune;
- 2) limitele pentru curentul de scurtcircuit;
- 3) limitele termice, inclusiv suprasarcinile tranzitorii admisibile.

637. Atunci când definește limitele siguranței în funcționare, OST ține seama de capacitățile utilizatorilor de sistem de a preveni, în stările normale și de alertă, deconectarea instalațiilor acestora determinată de limitele de tensiune și frecvență.

638. În cazul schimbării unuia dintre elementele sistemului electroenergetic cu impact semnificativ, OST validează și, dacă este necesar, actualizează limitele de siguranță în funcționare.

639. Pentru fiecare linie de interconexiune, OST convine cu OST vecini limitele comune de siguranță în funcționare.

## Capitolul II

### Reglajul tensiunii și gestionarea puterii reactive

#### Secțiunea 1

##### Obligațiile OST și utilizatorilor de sistem în ceea ce privește limitele de tensiune

640. OST depune toate eforturile pentru a se asigura că, în timpul stării normale de funcționare, tensiunea rămâne în regim staționar la punctele de racordare ale sistemului de transport în următoarele limite, în dependență de domeniul de tensiune la punctul de racordare/interconectare:

- 1) mai mic de 110 kV- în conformitate cu valorile stabilite în acordurile cu utilizatorii de sistem și alți operatori de sistem;
- 2) între 110 kV și 330 kV - 0,90 pu-1,118 pu;
- 3) între 330 kV și 400 kV - 0,90 pu-1,05 pu.

641. OST definește baza tensiunii pentru notarea valorilor per unitate.

642. OST se străduiește să asigure că, în timpul stării normale de funcționare și după producerea unei contingente, tensiunea rămâne în domenii mai largi de tensiune pentru perioade limitate de operare atunci când există un acord cu privire la aceste domenii mai largi de tensiune cu OSD racordați la sistemul de transport, cu gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice.

643. OST convine, cu OSD racordați la sistemul de transport și cu utilizatorii de sistem racordați la sistemul de transport, cu privire la domeniile de tensiune la punctele de racordare sub 110 kV în cazul în care aceste domenii de tensiune sunt relevante pentru menținerea limitelor de siguranță în funcționare. OST se străduiește să asigure faptul că tensiunea rămâne în interiorul domeniului convenit în timpul stării normale de funcționare și după producerea unor contingente.

644. În cazul în care tensiunea la punctul de racordare la sistemul de transport este în afara intervalelor definite, OST aplică reglajul tensiunii și măsurile de remediere pentru gestionarea puterii reactive, pentru a restabili tensiunea la punctul de racordare.

645. OST asigură rezerve de putere reactivă, cu volum și răspuns în timp adecvate, pentru a menține tensiunile în zona sa de reglaj și pe liniile de interconexiune în limitele stabilite.

646. Utilizatorii de sistem care sunt locuri de consum racordate la sistemul de transport mențin valorile de referință ale puterii reactive, intervalele factorilor și valorile de referință ale tensiunii pentru reglajul tensiunii în intervalul convenit cu OST.

647. OST stabilește cu fiecare OSD interconectat la sistemul de transport valorile de referință ale puterii reactive, intervalele factorilor de putere și valorile de referință ale tensiunii pentru reglajul tensiunii la punctul de interconectare dintre OST și OSD. Pentru a asigura faptul că

acești parametri sunt menținuți, fiecare OSD interconectat la sistemul de transport își utilizează resursele de putere reactivă și are dreptul de a da dispoziții privind reglajul tensiunii către utilizatorii de sistem conectați la sistemul de distribuție.

648. OST are dreptul să utilizeze toate capacitățile de putere reactivă conectate la sistemul de transport în zona sa de reglaj pentru a gestiona în mod eficace puterea reactivă și pentru a menține domeniile de tensiune prevăzute.

649. OST, în mod direct sau indirect, în coordonare cu OSD interconectați la sistemul de transport dacă este cazul, operează resursele de putere reactivă, inclusiv blocarea reglajului automat tensiune/putere reactivă al transformatoarelor, reducerea tensiunii și deconectarea consumului pe criteriul scăderii tensiunii, pentru a menține limitele siguranței în funcționare și pentru a preveni o prăbușire a tensiunii sistemului de transport.

650. OST stabilește măsurile de reglaj al tensiunii în cooperare cu utilizatorii de sistem și cu OSD interconectați la sistemul de transport și cu OST învecinați.

651. Atunci când este relevant pentru reglajul tensiunii și pentru gestionarea puterii active în sistemul de transport, un OST poate cere, unui utilizator de sistem racordat la sistemul de transport să urmeze dispozițiile privind reglajul tensiunii.

### **Capitolul III**

#### **Calculul curentului de scurtcircuit și măsurile aferente**

652. OST stabilește:

1) curentul de scurtcircuit maxim la care este depășită capacitatea nominală a întrerupătoarelor și a altor echipamente și

2) curentul de scurtcircuit minim pentru funcționarea corectă a echipamentelor de protecție.

653. OST trebuie să efectueze calculul curentului de scurtcircuit pentru a evalua impactul OST învecinați, al utilizatorilor de sistem conectați la sistemul de transport și al sistemelor de distribuție conectate la sistemul de transport, inclusiv al sistemelor de distribuție închise, asupra nivelurilor curentului de scurtcircuit în sistemul de transport. În cazul în care un sistem de distribuție conectat la sistemul de transport, inclusiv un sistem de distribuție închis, are un impact asupra nivelurilor curentului de scurtcircuit, acesta trebuie să fie inclus în calculul curentului de scurtcircuit pentru sistemul de transport.

654. La efectuarea calculelor curentului de scurtcircuit, OST are următoarele obligații:

1) să utilizeze datele cele mai exacte și de înaltă calitate disponibile;

2) să țină seama de standardele internaționale și

3) să ia în considerare ca bază de calcul al curentului maxim de scurtcircuit condițiile operaționale care oferă cel mai înalt nivel posibil de curent de scurtcircuit, inclusiv curentul de scurtcircuit din alte sisteme de transport și de distribuție, inclusiv din sistemele de distribuție închise.

655. OST aplică măsuri operaționale sau de altă natură pentru a preveni abaterea de la limitele maxime și minime ale curentului de scurtcircuit, în orice interval de timp și pentru toate echipamentele de protecție. În cazul în care se produce o astfel de abatere, OST trebuie să activeze măsuri de remediere sau să aplice alte măsuri prin care să asigure restabilirea limitelor menționate. O abatere de la limitele respective este permisă numai în timpul secvențelor de comutare.

### **Capitolul IV**

#### **Limitele fluxului de putere**

656. OST menține fluxurile de putere în limitele de siguranță în funcționare definite atunci când sistemul este în starea sa normală de funcționare și după producerea unei contingente.

657. În situația cu (N-1) elemente în funcțiune, în starea normală de funcționare, OST își menține fluxurile de putere în suprasarcinile tranzitorii admisibile, după ce a pregătit măsurile de remediere care trebuie aplicate și executate în intervalul de timp prevăzut pentru suprasarcinile tranzitorii admisibile.



## **Capitolul V**

### **Analiza și gestionarea contingențelor**

#### **Secțiunea 1**

##### **Lista de contingente**

658. OST stabilește o listă de contingente care include contingente interne și externe din zona sa de observabilitate, evaluând dacă vreuna dintre aceste contingente pune în pericol siguranța în funcționare a sistemului electroenergetic național. Lista de contingente trebuie să includă atât contingentele obișnuite, cât și contingentele excepționale.

659. Fiecare OSD și utilizator de sistem conectat la sistemul de transport care este o instalație de producere a energiei electrice furnizează toate informațiile pertinente pentru analiza contingențelor, solicitate de OST, inclusiv date despre prognoze și date în timp real, cu o posibilă agregare a datelor solicitate.

660. OST își coordonează analiza contingențelor în ceea ce privește coerența listelor de contingente cel puțin cu OST din zona sa de observabilitate.

661. OST informează OST din zona sa de observabilitate cu privire la contingentele externe incluse în propria listă de contingente.

662. OST informează, cu suficient timp înainte, OST în cauză din zona sa de observabilitate cu privire la intenția de efectuare a unor modificări topologice asupra elementelor sistemului său de transport, care sunt incluse ca contingente externe în listele de contingente ale OST vizați.

663. OST se asigură că datele în timp real sunt suficient de precise pentru a permite convergența calculelor sarcină-flux care se fac în cadrul analizei contingențelor.

#### **Secțiunea 2**

##### **Analiza contingențelor**

664. OST efectuează analiza contingențelor în zona sa de observabilitate pentru a identifica contingentele care periclitează sau sunt de natură să pericliteze siguranța în funcționare a sistemului electroenergetic național și identifică măsurile de remediere care pot fi necesare pentru a soluționa contingentele, inclusiv atenuarea efectelor contingențelor excepționale.

665. OST se asigură că eventualele încălcări ale limitelor de siguranță în funcționare din sistemul electroenergetic național care sunt identificate prin analiza contingențelor nu periclitează siguranța în funcționare a sistemului său de transport sau ale sistemelor de transport interconectate.

666. OST efectuează analiza contingențelor pe baza prognozelor datelor operaționale și a datelor operaționale în timp real din zona sa de observabilitate. Punctul de plecare pentru analiza contingențelor în situația cu  $N$  elemente în funcțiune este topologia relevantă a sistemului de transport, care include retragerile din exploatare planificate în etapele de planificare operațională.

#### **Secțiunea 3**

##### **Tratarea contingențelor**

667. OST trebuie să evalueze riscurile asociate fiecărei contingente după ce face o simulare a tuturor contingențelor din lista de contingente și după ce evaluează dacă poate menține sistemul de transport în limitele de siguranță în funcționare în situația cu  $(N-1)$  elemente în funcțiune.

668. Atunci când OST estimează că riscurile asociate unei contingente sunt atât de importante încât nu ar fi în măsură să pregătească și să activeze măsuri de remediere în timp util pentru a preveni nerespectarea criteriului  $(N-1)$  sau în cazul în care există un risc de propagare a unei perturbații în sistemul de transport interconectat, OST trebuie să pregătească și să activeze, cât mai curând posibil, măsurile de remediere pentru a asigura conformitatea cu criteriul  $(N-1)$ .

669. În cazul unei situații cu  $(N-1)$  elemente în funcțiune cauzate de o perturbație, OST trebuie să activeze o măsură de remediere pentru a asigura faptul că sistemul de transport revine la o

stare normală de funcționare cât mai curând posibil și că această situație cu (N-1) elemente în funcțiune devine noua situație cu N elemente în funcțiune.

670. OST nu este obligat să respecte criteriul (N-1) în următoarele situații:

- 1) în timpul secvențelor de comutare;
- 2) pe durata necesară pregătirii și activării măsurilor de remediere.

## **Capitolul VI**

### **Protecția rețelelor electrice**

#### **Secțiunea 1**

##### **Cerințe generale de protecție**

671. OST operează sistemul de transport cu echipamentele de protecție și cu echipamentele de protecție de rezervă necesare pentru a preveni automat propagarea perturbațiilor care ar putea periclita siguranța în funcționare a propriului sistem de transport și a sistemului de transport interconectat.

672. Cel puțin o dată la cinci ani, OST reexaminează strategia și conceptele de protecție și le actualizează, dacă este necesar, pentru a asigura funcționarea corectă a echipamentelor de protecție și menținerea siguranței în funcționare.

673. După o operațiune de protecție, OST trebuie să evalueze dacă echipamentele de protecție au funcționat astfel cum a fost planificat și să ia măsuri de remediere atunci când este necesar.

674. OST specifică valori de referință pentru echipamentele de protecție a sistemului de transport, care să asigure o eliminare a defectului fiabilă, rapidă și selectivă, inclusiv pentru protecția de rezervă în caz de defecțiune a sistemului de protecție principal.

675. Înainte de intrarea în funcțiune a echipamentului de protecție sau a echipamentului de protecție de rezervă sau în urma oricărei modificări, OST stabilește, de comun acord cu OST învecinați, definirea valorilor de referință de protecție pentru liniile de interconexiune și se coordonează cu OST respectivi înainte de a schimba valorile.

#### **Secțiunea 2**

##### **Scheme de protecție specială**

676. Atunci când OST utilizează o schemă de protecție specială, acesta trebuie:

- 1) să se asigure că fiecare schemă de protecție specială acționează în mod selectiv, fiabil și eficace;
- 2) să evalueze, în momentul elaborării unei scheme de protecție specială, consecințele asupra sistemului de transport în caz de funcționare incorectă;
- 3) să verifice dacă schema de protecție specială are o fiabilitate comparabilă pentru sistemele de protecție utilizate la protecția primară a elementelor sistemului de transport;
- 4) să opereze sistemul de transport cu schema de protecție specială în limitele de siguranță în funcționare stabilite;
- 5) să coordoneze funcțiile schemei de protecție specială, principiile de activare și valorile de referință cu OST învecinați și cu OSD interconectați la sistemul de transport afectați, inclusiv sistemele de distribuție închise și utilizatorii de sistem afectați care sunt conectați la sistemul de transport.

#### **Secțiunea 3**

##### **Monitorizarea și evaluarea stabilității dinamice**

677. OST monitorizează stabilitatea dinamică a sistemului de transport prin intermediul unor studii realizate offline. OST fac schimb de date relevante pentru monitorizarea stabilității dinamice a sistemului de transport cu alți OST din zona sincronă.

678. OST poate implementa sisteme de monitorizare în timp real pentru prevenirea pierderii stabilității sistemului și colectarea datelor necesare validării modelelor de calcul utilizate în cadrul studiilor realizate offline.

679. OST efectuează un studiu de evaluare a stabilității dinamice cel puțin o dată pe an pentru a identifica limitele de stabilitate și posibilele probleme de stabilitate ale sistemului de transport. OST conlucrează cu OST din zona sincronă din care face parte sistemul electroenergetic național în a colecta datele necesare realizării acestor studii.

680. Atunci când efectuează evaluări ale stabilității dinamice, OST, de comun acord cu OST învecinați și după caz OST din zona sincronă din care face parte sistemul electroenergetic național, stabilesc:

- 1) sfera evaluării coordonate a stabilității dinamice, cel puțin în ceea ce privește modelul comun de rețea;
- 2) setul de date care trebuie schimbate între OST în cauză pentru a realiza evaluarea coordonată a stabilității dinamice;
- 3) o listă a scenariilor stabilite de comun acord cu privire la evaluarea coordonată a stabilității dinamice și
- 4) o listă de contingente stabilite de comun acord sau a perturbațiilor al căror impact se evaluează prin evaluarea coordonată a stabilității dinamice.

681. Atunci când OST identifică o potențială influență asupra stabilității tensiunii, a stabilității de unghi rotorice sau a stabilității frecvenței în relație cu alte sisteme de transport interconectate, OST coordonează metodele utilizate pentru evaluarea stabilității dinamice, furnizând datele necesare și planificând măsurile de remediere comune care vizează îmbunătățirea stabilității, inclusiv procedurile de cooperare între OST.

682. Atunci când decide cu privire la metodele utilizate pentru evaluarea stabilității dinamice, OST aplică următoarele reguli:

- 1) în cazul în care, în ceea ce privește lista de contingente, limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OST își bazează evaluarea stabilității dinamice numai pe studiile de stabilitate offline efectuate în faza de planificare operațională pe termen mai lung;
- 2) dacă, în condiții de retragere din exploatare planificată, cu privire la lista de contingente, limitele de regim staționar și limitele de stabilitate sunt apropiate sau limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OST trebuie să efectueze o evaluare a stabilității dinamice în etapa de planificare operațională pe o zi, cu menținerea acestor condiții. OST planifică măsuri de remediere care urmează a fi utilizate în decursul operării în timp real, dacă este necesar, și
- 3) dacă sistemul de transport este în situația cu N elemente în funcțiune cu privire la lista de contingente și limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OST trebuie să efectueze o evaluare a stabilității dinamice în toate etapele planificării operaționale și să reevalueze limitele de stabilitate cât mai curând posibil după depistarea unei schimbări semnificative în ceea ce privește situația cu N elemente în funcțiune.

#### **Secțiunea 4**

##### **Gestionarea stabilității dinamice**

683. În cazul în care evaluarea stabilității dinamice indică faptul că există o nerespectare a limitelor de stabilitate, OST pregătește și activează măsuri de remediere pentru a menține stabilitatea sistemului de transport. Aceste măsuri de remediere pot presupune implicarea utilizatorilor de sistem.

684. OST se asigură că timpul de eliminare a defectului, în cazul defectelor care pot duce la starea de instabilitate, este mai scurt decât timpul critic de eliminare a defectului calculat de OST în evaluarea stabilității dinamice.

685. În ceea ce privește cerințele referitoare la nivelul minim de inerție care sunt relevante pentru stabilitatea de frecvență la nivelul zonei sincrone sau în cazul funcționării izolate a sistemului electroenergetic național:

- 1) OST, după caz de comun acord cu OST din aceeași zonă sincronă, poate stabili cerințe minime de inerție, în baza unui studiu, luând în considerare costurile și beneficiile, precum

și posibile alternative. OST trebuie să transmită autorităților lor de reglementare studiile pe care le-au efectuat;

2) în cazul în care studiile menționate demonstrează necesitatea de a se defini inerția minimă necesară, OST, după caz de comun acord cu OST din aceeași zonă sincronă, elaborează o metodologie pentru definirea inerției minime necesare în vederea menținerii siguranței în funcționare și a prevenirii nerespectării limitelor de stabilitate și

3) OST implementează în operarea în timp real inerția minimă în sistemul electroenergetic național, în conformitate cu metodologia definite.

## **Capitolul VII SCHIMB DE DATE**

### **Secțiunea 1**

#### **Schimbul de date între OST și OSD**

686. OST stabilește zona de observabilitate din sistemele de distribuție racordate la sistemul de transport care este necesară pentru ca OST să stabilească starea sistemului în mod corect și eficient.

687. În cazul în care OST consideră că un sistem de distribuție neracordat la sistemul de transport are o influență semnificativă în ceea ce privește tensiunea, fluxurile de putere sau alți parametri de reprezentare a comportamentului sistemului de transport, acest sistem de distribuție este definit de către OST ca făcând parte din zona de observabilitate.

688. Informațiile structurale legate de zona de observabilitate, pe care fiecare OSD le furnizează OST, trebuie să includă cel puțin:

- 1) stațiile de transformare, pe tensiune;
- 2) liniile care conectează stațiile de transformare menționate la sbp. 1);
- 3) transformatoarele din stațiile de transformare menționate la sbp. 1);
- 4) utilizatorii de sistem și
- 5) bobinele de reactanță și condensatorii conectați la stațiile de transformare menționate la sbp. 1).

689. OSD interconectat la sistemul de transport furnizează OST o actualizare a informațiilor structurale cel puțin o dată la șase luni.

690. Cel puțin o dată pe an, fiecare OSD racordat la sistemul de transport furnizează OST, per surse de energie primară, capacitatea totală de producție agregată a unităților generatoare de tip A precum și informațiile conexe privind comportamentul acestor unități în ceea ce privește frecvența.

691. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare OSD furnizează OST la care este conectat, în timp real, informațiile legate de zona de observabilitate a OST, inclusiv:

- 1) topologia reală a stației de transformare;
- 2) puterea activă și reactivă în celula de linie;
- 3) puterea activă și reactivă în celula de transformator;
- 4) injecția de putere activă și reactivă în celula instalației de producere a energiei electrice;
- 5) pozițiile ploturilor din transformatoarele;
- 6) tensiunile în bara colectoare;
- 7) puterea reactivă în celula bobinei de reactanță și a condensatorului;
- 8) producția agregată per sursă de energie primară în zona OSD pentru unitățile generatoare de tip A și
- 9) consumul agregat în zona OSD.

### **Secțiunea 2**

#### **Schimbul de date între OST, gestionarii de linii de interconexiune sau alte linii și unitățile generatoare conectate la sistemul de transport**

692. Fiecare utilizator de sistem care este gestionar al unui instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip D racordată la sistemul de transport furnizează OST cel puțin următoarele date:

- 1) date generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată, precum și sursa de energie primară;
- 2) date privind turbinele și instalația de producere a energiei electrice, inclusiv timpul de pornire la cald și la rece;
- 3) date pentru calculul curentului de scurtcircuit;
- 4) date privind transformatorul instalației de producere a energiei electrice;
- 5) datele RSF ale unităților generatoare;
- 6) datele RRF ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu;
- 7) datele RI ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu;
- 8) datele necesare pentru restaurarea sistemului de transport;
- 9) datele și modelele necesare pentru efectuarea simulării dinamice;
- 10) date privind protecția;
- 11) datele necesare pentru stabilirea costurilor măsurilor de remediere;
- 12) capacitatea puterii reactive pentru reglarea tensiunii.

693. Fiecare utilizator de sistem care este gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip B sau C racordată la sistemul de transport furnizează OST cel puțin următoarele date:

- 1) date generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată, precum și sursa de energie primară;
- 2) date pentru calculul curentului de scurtcircuit;
- 3) date RSF pentru unitățile generatoare;
- 4) datele RRF ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu;
- 5) datele RI ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu;
- 6) date privind protecția;
- 7) capacitatea de reglaj al puterii reactive;
- 8) datele necesare pentru stabilirea costurilor măsurilor de remediere;
- 9) datele necesare pentru efectuarea evaluării stabilității dinamice.

694. OST poate solicita gestionarului instalației de producere a energiei electrice de la o unitate generatoare racordată la sistemul de transport să furnizeze date suplimentare, dacă este cazul, pentru o analiză a siguranței în funcționare.

695. Fiecare gestionar de sistem HVDC sau de linie de interconexiune furnizează OST următoarele date cu privire la sistemul HVDC sau la linia de interconexiune:

- 1) datele nominale ale instalației;
- 2) date privind transformatoarele;
- 3) date privind filtrele și băncile de filtre;
- 4) date privind compensarea puterii reactive;
- 5) capacitatea de reglaj al puterii reactive;
- 6) capacitatea de reglaj al puterii reactive și al tensiunii;
- 7) întâietatea modului de funcționare putere activă sau putere reactivă, dacă este cazul;
- 8) capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență;
- 9) modelele dinamice pentru simularea dinamică;
- 10) date privind protecția și
- 11) capacitatea de trecere peste defect.

696. Fiecare gestionar de linie de interconexiune în curent alternativ furnizează OST cel puțin următoarele date:

- 1) datele nominale ale instalației;
- 2) parametrii electrici;
- 3) protecțiile asociate.

697. Fiecare utilizator de sistem care este gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip B, C sau D racordată la sistemul de transport furnizează OST cel puțin următoarele date:

- 1) cantitatea de putere activă generată, precum și cantitatea și disponibilitatea rezervelor de putere activă, pe baza planificării pe o zi și intrazilnice;
- 2) fără întârziere, orice indisponibilitate programată sau limitare a puterii active;
- 3) orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive și

698. Fiecare operator de sistem HVDC furnizează OST cel puțin următoarele date:

- 1) programarea în ceea ce privește puterea activă și disponibilitatea acesteia, pe baza planificării pe o zi și intrazilnice;
- 2) fără întârziere, orice indisponibilitate programată sau restricție a puterii active și
- 3) orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive sau tensiunii;

699. Fiecare operator de linie de interconexiune în curent alternativ sau operator de linie furnizează OST datele privind indisponibilitatea prevăzută sau restricțiile de putere activă.

700. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare utilizator de rețea semnificativ care este gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip B, C sau D furnizează OST, în timp real, cel puțin următoarele date:

- 1) poziția întrerupătoarelor la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OST;
- 2) puterea activă și reactivă la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OST și
- 3) în cazul instalațiilor de producere a energiei electrice cu alt consum decât cel auxiliar, puterea activă și reactivă netă.

701. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare gestionar al unui sistem HVDC sau al unei linii de interconexiune în curent alternativ trebuie să pună la dispoziția OST, în timp real, cel puțin următoarele date privind punctul de racordare al sistemului HVDC sau al liniei de interconexiune în curent alternativ:

- 1) poziția întrerupătoarelor;
- 2) starea de funcționare și
- 3) puterea activă și reactivă.

### **Secțiunea 3**

#### **Schimbul de date între OST, OSD și unitățile de producție racordate la sistemul de distribuție**

702. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare de tip B, C sau D, racordate la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze cel puțin următoarele date către ORD la care are un punct de racordare, cât și după caz OST:

- 1) date generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată, precum și sursa de energie primară sau tipul de combustibil;
- 2) date RSF instalațiile de producere a energiei electrice care participă în PRF;
- 3) date privind RRF pentru instalațiile de producere a energiei electrice care oferă sau furnizează serviciul RRF;
- 4) datele RI ale unităților generatoare care oferă sau furnizează serviciul RI;
- 5) date privind protecția;
- 6) capacitatea de reglaj al puterii reactive;
- 7) capacitatea de acces la distanță la întrerupător;
- 8) datele necesare pentru efectuarea simulărilor dinamice;
- 9) nivelul de tensiune și amplasarea fiecărei unități generatoare.

703. Fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare de tip B,C, sau D, trebuie să informeze ORD la care are un punct de racordare, cât și după caz OST, în termenul convenit, dar nu mai târziu de prima punere în funcțiune sau de efectuarea

oricăror modificări la instalațiile existente, despre orice modificare a sferei și conținutului datelor enumerate în secțiunea dată.

704. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare de tip B,C, sau D, racordat la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze către ORD la care are un punct de racordare, cât și după caz OST, cel puțin următoarele date:

- 1) indisponibilitatea prevăzută, restricționarea programată a puterii active și producția prognozată de putere activă la punctul de racordare;
- 2) orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive.

705. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare de tip B,C, sau D, racordat la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze către ORD la care are un punct de racordare, cât și după caz OST, în timp real, cel puțin următoarele date:

- 1) starea dispozitivelor de comutare și a întrerupătoarelor la punctul de racordare și
- 2) fluxurile de putere activă și reactivă, curentul și tensiunea la punctul de racordare.

706. OST definește, în cooperare cu OSD responsabil, care utilizatori de sistem pot fi scutiți de obligația de a furniza direct OST datele în timp real. În astfel de cazuri, OST și OSD responsabili convin asupra datelor în timp real ale utilizatorilor de sistem respectivi care urmează a fi transmise OST de către OSD, inclusive dacă este cazul modul de agregare.

707. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare OSD furnizează OST informațiile menționate în secțiunea dată, cu frecvența și nivelul de detaliere solicitate de OST.

708. OST poate solicita date suplimentare de la un gestionar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare de tip B, C sau D, racordat la sistemul de distribuție, în cazul în care acest lucru este necesar pentru analiza siguranței în funcționare și pentru validarea modelelor.

#### **Secțiunea 4**

##### **Schimbul de date între OST și locurile de consum**

709. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare gestionar de loc de consum racordat la sistemul de transport furnizează OST următoarele date structurale:

- 1) datele electrice ale transformatoarelor electrice racordate la sistemul de transport;
- 2) caracteristicile sarcinii locului de consum și
- 3) caracteristicile reglajului puterii reactive.

710. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare gestionar de loc de consum racordat la sistemul de transport furnizează OST următoarele date:

- 1) orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive;
- 2) în cazul participării la consumul comandabil, un grafic al intervalului său de putere maximă și minimă structurală care urmează să fie redus.

711. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare gestionar de loc de consum racordat la sistemul de transport furnizează OST următoarele date în timp real:

- 1) puterea activă și reactivă la punctul de racordare și
- 2) în cazul participării la consumul comandabil, intervalul de putere minimă și maximă care urmează să fie redus.

712. Fiecare gestionar de loc de consum racordat la sistemul de transport descrie OST comportamentul său în domeniile de tensiune stabilite.

713. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare utilizator de sistem care este un loc de consum racordat la sistemul de distribuție la un nivel de tensiune egal sau mai mare 110 kV sau care participă la consumul comandabil, furnizează următoarele date programate și în timp real către OSD cât și după caz, OST:

- 1) puterea activă minimă și maximă structurală disponibilă pentru consumul comandabil și durata maximă și minimă a oricărei potențiale utilizări a acestei puteri pentru consumul comandabil;

- 2) o prognoză a puterii active nerestricționate disponibile pentru consumul comandabil și orice consum comandabil planificat;
- 3) puterea activă și reactivă în timp real la punctul de racordare și
- 4) o confirmare a faptului că sunt aplicate estimările valorilor efective ale consumului comandabil.

714. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare utilizator de sistem care participă la consumul comandabil, furnizează către OSD cât și după caz OST, pe o zi și aproape în timp real și în numele tuturor locurilor sale de consum racordate la sistemul de distribuție, următoarele date:

- 1) puterea activă minimă și maximă structurală disponibilă pentru consumul comandabil și durata maximă și minimă a oricărei potențiale activări a consumului comandabil într-o arie geografică specifică definită de OST și OSD;
- 2) o prognoză a puterii active nerestricționate disponibile pentru consumul comandabil și orice nivel planificat al consumului comandabil într-o arie geografică specifică definită de OST și OSD;
- 3) puterea activă și reactivă, în timp real, și
- 4) o confirmare a faptului că sunt aplicate estimările valorilor efective ale consumului comandabil.

## **Capitolul VII CONFORMITATE**

### **Secțiunea 1**

#### **Responsabilitatea utilizatorilor de sistem**

715. Fiecare utilizator de sistem notifică OST sau OSD la care are un punct de racordare orice modificare planificată a capacităților sale tehnice care ar putea avea un impact asupra conformității cu cerințele prezentului cod, înainte de a efectua modificarea respectivă.

716. Fiecare utilizator de sistem notifică OST sau OSD la care are un punct de racordare orice perturbare operațională în instalația sa care ar putea avea afecta conformitatea acesteia cu cerințele prezentului cod, cât mai curând posibil după producerea perturbației respective.

717. Fiecare utilizator de sistem notifică OST sau OSD la care are un punct de racordare programul testelor planificate și procedurile care trebuie urmate pentru a verifica conformitatea instalației sale cu cerințele prezentului cod, în timp util și înainte de lansarea acestora. OST sau OSD aprobă în prealabil și în timp util programul testelor planificate și procedurile, iar aprobarea nu poate fi refuzată în mod nejustificat. În cazul în care utilizatorul de sistem are un punct de racordare la OSD și interacționează numai cu OSD, OST are dreptul să solicite OSD respectiv rezultatele testelor de conformitate, care sunt relevante pentru siguranța în funcționare a sistemului său de transport.

718. La cererea OST sau OSD, utilizatorul de sistem efectuează simulări și teste de conformitate în temeiul codului dat, în orice moment pe durata de viață a instalației sale și în special după orice defectare, modificare sau înlocuire a oricăror echipamente care ar putea avea un impact asupra conformității instalației cu cerințele prezentului cod în ceea ce privește capacitatea instalației de a atinge valorile declarate, cerințele temporale aplicabile acestor valori și disponibilitatea sau furnizarea contractată de servicii tehnologice de sistem. Terții care furnizează consumul comandabil direct OST, furnizorii de redispeserizare la unitățile generatoare sau locurile de consum prin intermediul agregării, precum și alți furnizori de rezerve de putere activă trebuie să se asigure că instalațiile din portofoliul lor respectă cerințele prezentului regulament.

### **Secțiunea 2**

#### **Testarea operațională**

719. OST este responsabil de siguranța în funcționare a sistemului electroenergetic național și are, în special, următoarele obligații:



- 1) să elaboreze și să implementeze instrumente pentru operarea rețelelor și legate de operarea în timp real și de planificarea operațională;
- 2) să dezvolte și să implementeze instrumente și soluții pentru prevenirea și remedierea perturbațiilor;
- 3) să folosească serviciile disponibile, precum redispecerizarea sau comercializarea în contrapartidă, managementul congestiilor, rezervele în exploatare și alte servicii tehnologice de sistem;
- 4) să monitorizeze anual adecvanța instrumentelor de operare a rețelei, care sunt necesare pentru a menține siguranța în funcționare. OST identifică orice îmbunătățiri adecvate ale acestor instrumente de operare a rețelelor. Orice îmbunătățire identificată va fi implementată ulterior de către OST.

720. OST și fiecare OSD sau utilizator de sistem racordat la sistemul de transport poate efectua testarea operațională a elementelor sistemului său de transport și, respectiv, a instalațiilor lor în condiții operaționale simulate și pentru o perioadă limitată de timp. În acest scop, ei trebuie să anunțe acest lucru în timp util și înaintea începerii testării și să reducă la minimum efectul asupra funcționării în timp real a sistemului. Testele operaționale urmăresc să furnizeze:

- 1) dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente din prezentul cod pentru un nou element al sistemului de transport la prima sa intrare în funcțiune;
- 2) dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente din prezentul cod pentru o nouă instalație a utilizatorului de sistem sau OSD la prima sa intrare în funcțiune;
- 3) dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente din prezentul cod la orice schimbare a unui element din sistemul de transport sau a unei instalații a utilizatorului de sistem sau OSD, care este relevantă pentru operarea sistemului;
- 4) evaluarea posibilelor efecte negative ale producerii unui defect, scurtcircuit sau incident neprevăzut și neașteptat în operarea sistemului, într-un element al sistemului de transport sau la instalația utilizatorului de sistem ori a OSD.

721. OST, ODS sau utilizatorul de sistem utilizează rezultatele testelor operaționale pentru ca:

- 1) OST să asigure funcționarea corectă a elementelor sistemului de transport;
- 2) OSD și utilizatorul de sistem să asigure funcționarea corectă a sistemelor de distribuție și a instalațiilor utilizatorului de sistem;
- 3) OST, OSD sau utilizatorul de sistem să dezvolte noi practici operaționale și să le mențină pe cele existente;
- 4) OST să garanteze îndeplinirea serviciilor tehnologice de sistem;
- 5) OST, OSD sau utilizatorul de sistem să obțină informații despre performanța elementelor sistemului de transport și a instalațiilor utilizatorului de sistem și OSD în orice condiții și cu respectarea tuturor dispozițiilor operaționale ale prezentului cod, în ceea ce privește:
  - a) aplicarea controlată de variații de tensiune sau de frecvență care vizează obținerea de informații cu privire la comportamentul sistemului de transport și al elementelor acestuia și
  - b) testarea practicilor operaționale în stare de urgență și de restaurare.

722. OST se asigură că testarea operațională nu pune în pericol siguranța în funcționare a sistemului său de transport. Testele operaționale pot fi amânate sau întrerupte din cauza unor condiții neplanificate ale sistemului sau din motive de siguranță a personalului, cetățenilor, instalației sau aparaturii supus testelor sau elementelor sistemului de transport sau ale instalațiilor OSD sau utilizatorului de sistem.

723. În caz de degradare a stării sistemului de transport, OST are dreptul de a întrerupe testarea operațională. Dacă efectuarea unui test afectează alt OST și starea sistemului acestuia se

degradează, OST sau utilizatorul de sistem sau OSD care efectuează testarea trebuie, atunci când este informat în acest sens de către OST, să înceteze de îndată testul operațional.

724. OST se asigură că rezultatele testelor operaționale relevante derulate împreună cu toate analizele aferente sunt:

- 1) încorporate în procesul de certificare și de formare a angajaților responsabili de operarea în timp real;
- 2) utilizate drept contribuții în procesul de cercetare și dezvoltare și
- 3) folosite pentru a îmbunătăți practicile operaționale, inclusiv practicile pentru starea de urgență și de restaurare.

## **Capitolul IX FORMARE**

### **Secțiunea 1**

#### **Programul de formare**

725. Programul de formare al OST include cunoștințe privind elementele sistemului de transport, operarea sistemului de transport, utilizarea sistemelor și proceselor la locul de muncă, operațiunile cu alți OST, condițiile de piață, recunoașterea și răspunsul la situațiile excepționale produse în operarea sistemului, precum și activitățile și instrumentele de planificare operațională.

726. Angajații OST responsabili de operarea în timp real a sistemului de transport urmează, ca parte a formării inițiale, o formare profesională în materie de interoperabilitate a sistemelor de transport, pe baza experienței operaționale și a reacțiilor obținute în cadrul formării comune efectuate cu OST învecinați, în conformitate cu Secțiunea 2. Această formare în materie de interoperabilitate trebuie să includă pregătirea și activarea unor măsuri de remediere coordonate necesare în toate stările sistemului.

727. OST include în programul său de formare pentru angajații care se ocupă de operarea sistemului de transport în timp real frecvența activităților de formare și cel puțin următoarele componente:

- 1) o descriere a elementelor sistemului de transport;
- 2) operarea sistemului de transport în toate stările specifice sistemului, inclusiv starea de restaurare;
- 3) utilizarea sistemelor și proceselor la locul de muncă;
- 4) coordonarea operațiunilor și condițiilor de piață cu alți OST;
- 5) recunoașterea situațiilor operaționale excepționale și răspunsul la acestea;
- 6) aspecte relevante ale piețelor interne a energiei electrice din țările vecine;
- 7) siguranța și securitatea persoanelor și a echipamentelor din SEE în operarea sistemelor de transport;
- 8) cooperarea și coordonarea între OST în operarea în timp real și în planificarea operațională la nivelul principalelor camere de comandă, în limba engleză, cu excepția cazului în care se prevede altfel;
- 9) formare profesională comună cu OSD conectați la sistemul de transport, dacă este cazul;
- 10) aptitudini comportamentale cu accent special pe gestionarea stresului, reacții în situații critice, responsabilitate și competențe motivaționale;
- 11) practicile și instrumentele de planificare operațională, inclusiv cele utilizate în comun cu alți OST în planificarea operațională.

728. OST își reexaminează programele de formare cel puțin o dată pe an sau în urma unor modificări semnificative ale sistemului pentru a reflecta evoluția circumstanțelor operaționale, a regulilor pieței, a configurației rețelei și a caracteristicilor sistemului, cu accent special pe noile tehnologii, pe schimbarea modelelor de consum și de producție și pe evoluția pieței.

729. Certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real al OST se efectuează conform prevederilor Capitolului X „Personalul operațional și de comandă

operațională” din Regulamentul privind dirijarea prin dispecerat a sistemului electroenergetic, aprobat de ANRE prin hotărâre nr.316 din 09.11.2018.

## **Secțiunea 2**

### **Cooperare cu alți OST în materie de formare**

730. În scopul îmbunătățirii cunoașterii caracteristicilor sistemelor de transport din țările învecinate, precum și comunicarea și coordonarea cu angajații OST învecinați responsabili de operarea în timp real, OST organizează sesiuni de formare cu OST învecinați. Formarea între OST include cunoștințe detaliate despre măsurile coordonate necesare în cazul fiecărei stări a sistemului.

731. OST stabilește, în cooperare cu OST învecinați, necesitatea și frecvența sesiunilor comune de formare, inclusiv conținutul minim și sfera acestora, ținând seama de nivelul de influență reciprocă și de cooperarea operațională necesară.

732. OST face schimb de experiență dobândită în operarea în timp real, inclusiv prin vizite și schimburi de experiență între membrii personalului operațional responsabil de operarea în timp real cu OST învecinați.

## **PARTEA A TREIA PLANIFICAREA OPERAȚIONALĂ**

### **TITLUL I DATELE PENTRU ANALIZA SIGURANȚEI ÎN FUNCȚIONARE ÎN PLANIFICAREA OPERAȚIONALĂ**

#### **Secțiunea 1**

##### **Dispoziții generale privind modelul al rețelei**

733. Modelul de rețea constă din elementele sistemului de transport cu tensiunea de 110 kV și mai mare, inclusiv sistemele HDVC. Elementele sistemului cu tensiunea de sub 110 kV se includ în modelul de rețea în cazul în care acestea au un impact asupra sistemului de transport al OST.

734. Un identificator unic trebuie furnizat pentru fiecare element inclus în modelul de rețea.

735. Pentru a efectua analiza siguranței în funcționare în temeiul TITLULUI II din prezenta PARTE, OST elaborează modele individuale de rețea potrivit metodologiilor stabilite pentru fiecare dintre intervalele de timp de mai jos, aplicând formatul de date stabilit:

- 1) pe un an, în conformitate cu Secțiunea 2;
- 2) pe o zi, în conformitate cu Secțiunea 3;
- 3) intrazilnic, în conformitate cu Secțiunea 3.

736. Modelele individuale de rețea includ informațiile și datele structurale prevăzute în Regulamentul privind dirijarea prin dispecerat a sistemului electroenergetic, aprobat de ANRE, Capitolul „Modelul al rețelei electrice”.

#### **Secțiunea 2**

##### **Modelul de rețea pe un an**

737. OST evaluează modul de funcționare a sistemului de transport, utilizând următoarele scenarii:

- 1) vârful de iarnă, a treia miercuri din ianuarie anul curent, ora 10.30 CET;
- 2) golul de iarnă, a doua duminică din ianuarie anul curent, ora 3.30 CET;
- 3) vârful de primăvară, a treia miercuri din aprilie anul curent, ora 10.30 CET;
- 4) golul de primăvară, a doua duminică din aprilie anul curent, ora 3.30 CET;
- 5) vârful de vară, a treia miercuri din iulie anul trecut, ora 10.30 CET;
- 6) golul de vară, a doua duminică din iulie anul trecut, ora 3.30 CET;

- 7) vârful de toamnă, a treia miercuri din octombrie anul trecut, ora 10.30 CET;
  - 8) golul de toamnă, a doua duminică din octombrie anul trecut, ora 3.30 CET.
738. OST stabilește modelul rețelei pe un an, pentru fiecare dintre scenariile elaborate în conformitate cu Subsecțiunea dată, utilizând cele mai bune estimări ale următoarelor variabile:
- 1) cererea de energie electrică;
  - 2) condițiile referitoare la contribuția surselor regenerabile de energie;
  - 3) pozițiile stabilite de import/export, inclusiv valorile de referință convenite care să permită fuzionarea;
  - 4) modelul de producție, cu un parc de producție disponibil în întregime;
  - 5) dezvoltarea rețelei pe un an.
739. La stabilirea modelului rețelei pe un an, OST are obligația de a echilibra, pentru fiecare scenariu, suma următoarelor elemente:
- 1) schimburile nete pe liniile electrice de interconexiune;
  - 2) sarcina, estimând și pierderile;
  - 3) producția.
740. OST include în modelul rețelei de un an puterile de ieșire agregate pentru instalațiile de producere a energiei electrice conectate la sistemele de distribuție. Aceste puteri de ieșire agregate trebuie să aibă următoarele caracteristici:
- 1) să fie în concordanță cu datele structurale furnizate în conformitate cu cerințele prevăzute privind schimbul de date;
  - 2) să fie în concordanță cu scenariile elaborate în conformitate cu Subsecțiunea dată;
  - 3) să facă o distincție cu privire la tipul de sursă de energie primară.
741. În cazul modificării de rețea, care este semnificativă pentru siguranța în funcționare, a celei mai bune estimări a variabilelor utilizate pentru determinarea modelului de rețea pe un an, stabilit în conformitate cu prevederile prezentei secțiuni, OST trebuie să actualizeze modelul de rețea pe un an.

### **Secțiunea 3**

#### **Modelul de rețea pe o zi și intrazilnic**

742. OST creează modelul de rețea pe o zi sau intrazilnic, în care include:
- 1) prognozele actualizate pentru producție și consum;
  - 2) rezultatele disponibile ale proceselor de piață pe o zi și intrazilnice;
  - 3) rezultatele disponibile ale sarcinilor de planificare;
  - 4) pentru instalațiile de producere a energiei electrice racordate la sistemele de distribuție, producția de putere agregată activă diferențiată în funcție de sursă de energie primară potrivit datelor furnizate;
  - 5) topologia actualizată a sistemului de transport.
743. Toate măsurile de remediere convenite deja se includ în modelul de rețea pe o zi și intrazilnică și trebuie să poată fi clar diferențiată de injecțiile și retragerile stabilite și de topologia rețelei fără aplicarea măsurilor de remediere.
744. OST trebuie să evalueze acuratețea variabilelor din prezentă secțiune, comparându-le cu valorile lor reale și ținând seama de principiile stabilite pentru evaluarea și gestionarea incertitudinilor legate de producție și de consum, luând în considerare o marjă de fiabilitate.
745. În cazul în care, în urma evaluării menționate în prezentă secțiune, OST consideră că acuratețea variabilelor este insuficientă pentru a evalua siguranța în funcționare, el stabilește cauzele acestei deficiențe. În cazul în care cauzele depind de procesele OST de stabilire a modelului de rețea, OST reexaminează aceste procese pentru a obține rezultate mai precise. În cazul în care cauzele depind de variabile furnizare de alte părți, OST cu respectivele părți vor depune eforturi pentru a se asigura că variabilele respective sunt exacte.

### **Secțiunea 4**

#### **Controlul calității modelului de rețea**

746. OST trebuie să efectueze controlul de calitate, menit cel puțin să verifice:
- 1) coerența statutului de conectare al liniilor de interconexiune cu alți OST;
  - 2) încadrarea valorilor tensiunii în valorile operaționale admise pentru elementele sistemului de transport care au influență asupra altor zone de reglaj;
  - 3) coerența suprasarcinilor tranzitorii admisibile pe liniile de interconexiune cu alți OST;
  - 4) compatibilitatea puterii active și a puterii reactive injectate sau retrase cu valorile operaționale.

## **TITLUL II**

### **ANALIZA SIGURANȚEI ÎN FUNCȚIONARE**

#### **Secțiunea 1**

##### **Dispoziții generale privind modelul al rețelei**

747. OST efectuează analiza a siguranței în funcționare cel puțin pentru următoarele intervale de timp:
- 1) pe un an;
  - 2) pe o zi;
  - 3) intrazilnic.
748. În scopul efectuării analizei ale siguranței în funcționare, OST trebuie, în fiecare situație cu N elemente în funcțiune să simuleze fiecare contingentă din lista de contingente și să verifice că, în situația cu (N-1) elemente în funcțiune, limitele de siguranță în funcționare definite nu sunt depășite în zona sa de reglaj.
749. OST realizează analizele ale siguranței în funcționare utilizând modelele ale rețelei stabilite în conformitate cu TITLUL I din prezenta PARTE și ține cont de retragerile din exploatare planificate atunci când efectuează aceste analize.
750. OST transmite rezultatele analizelor siguranței în funcționare pe care le-a efectuat cel puțin către OST ale căror elemente sunt incluse în zona de observabilitate a OST și sunt afectate în conformitate cu această analiză a siguranței în funcționare, pentru a permite acestor OST să verifice dacă sunt respectate limitele de siguranță în funcționare în zonele lor de reglaj.

#### **Secțiunea 2**

##### **Analiza siguranței în funcționare pe un an**

751. OST efectuează analiza ale siguranței în funcționare pe un an în vederea depistării cel puțin a următoarelor restricții:
- 1) fluxurile de putere și tensiune care depășesc limitele siguranței în funcționare;
  - 2) încălcări ale limitelor de stabilitate ale sistemului de transport;
  - 3) încălcarea pragurilor de scurtcircuit din sistemul de transport.
752. Atunci când depistează o posibilă restricție, OST elaborează măsuri de remediere. Dacă nu sunt disponibile măsuri de remediere care nu presupun costuri și restricția este legată de indisponibilitatea planificată a unor active relevante, restricția este constituită de o incompatibilitate a planificării retragerilor din exploatare, iar OST inițiază coordonarea retragerilor din exploatare în conformitate cu prevederile TITLULUI III, în funcție de perioada anului când se inițiază această măsură.

#### **Secțiunea 3**

##### **Analiza siguranței în funcționare pe o zi, intrazilnică și aproape în timp real**

753. OST efectuează analiza siguranței în funcționare pe o zi, intrazilnică și aproape în timp real pentru a depista posibilele restricții și pentru a pregăti și pune în aplicare măsuri de remediere împreună cu alți OST și, după caz, cu OSD afectați.

754. OST monitorizează prognozele referitoare la consum și la producție. Atunci când aceste prognoze indică o abatere semnificativă a producției sau a consumului, OST își actualizează analiza siguranței în funcționare.

755. La efectuarea analizei în funcționare aproape în timp real în zona sa de observabilitate, OST utilizează estimarea stării.

### **TITLUL III COORDONAREA RETRAGERILOR DIN EXPLOATARE**

#### **CAPITOLUL I**

#### **Regiunile de coordonare a retragerilor din exploatare, activele relevante**

##### **Secțiunea 1**

##### **Scopul coordonării retragerilor din exploatare**

756. OST efectuează coordonarea retragerilor din exploatare în conformitate cu principiile prezentului Capitol pentru a monitoriza starea de disponibilitate a activelor relevante și coordonează planurile de disponibilitate pentru a asigura siguranța în funcționare a sistemului de transport.

757. OST împreună cu alți OST, ale căror zona de observabilitate include SEE al RM, coordonează retragerile din exploatare, luând în calcul:

- 1) frecvența, amplitudinea și tipul coordonării pentru, cel puțin, intervalul de timp pe un an;
- 2) modalități practice pentru validarea planurilor de disponibilitate a unui element de rețea relevant pe un an, astfel cum se prevede la Secțiunea 5 din Capitolul II.

758. OST participă la coordonarea retragerilor din exploatare din zona sa de observabilitate și aplică procedurile operaționale de coordonare stabilite în acorduri bilaterale.

759. În cazul în care apar incompatibilități de planificare între diferitele regiuni de coordonare a retragerilor din exploatare, toți OST implicați trebuie să se coordoneze pentru a rezolva aceste incompatibilități.

760. OST furnizează tuturor OST ale căror zona de observabilitate include SEE al RM și obține de la OST din zona sa de observabilitate toate informațiile relevante de care dispun cu privire la proiectele de infrastructură legate de sistemul de transport, de sistemele de distribuție, de sistemele de distribuție închise, de unitățile generatoare sau locurile de consum care pot avea un impact asupra operării zonei de reglaj.

761. OST furnizează OSD racordați la sistemul de transport și aflați în zona sa de reglaj toate informațiile relevante de care dispune cu privire la proiectele de infrastructură aferente sistemului de transport, care pot avea un impact asupra operării sistemului de distribuție al acestor OSD.

##### **Secțiunea 2**

##### **Metodologia de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare**

762. Metodologia de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare se bazează pe aspectele calitative și cantitative care identifică impactul asupra zonei de reglaj al OST al stării de disponibilitate fie a unităților generatoare, fie a locurilor de consum, fie a elementelor de rețea care sunt situate într-un sistem de transport sau într-un sistem de distribuție, inclusiv într-un sistem de distribuție închis, și care sunt legate direct sau indirect de zona de reglaj a unui alt OST și, în special, pe:

- 1) aspectele cantitative legate de evaluarea modificărilor valorilor electrice (tensiuni, fluxuri de putere, unghiul rotorului) la cel puțin un element de rețea din zona de reglaj al OST,

în urma schimbării stării de disponibilitate a unui potențial activ relevant situat în altă zonă de reglaj. Această evaluare trebuie să se desfășoare pe baza modelului rețelei pe un an;

2) pragurile de sensibilitate a valorilor electrice menționate la litera (a), față de care să se poată evalua relevanța unui activ. Aceste praguri trebuie armonizate cel puțin pentru fiecare zonă sincronă;

3) capacitatea unităților generatoare sau a locurilor de consum potențiale relevante de a se califica drept URS;

4) aspecte calitative precum dimensiunea și proximitatea față de granițele unei zone de reglaj ale unităților generatoare, locurilor de consum sau elementelor de rețea potențiale relevante;

5) relevanța sistematică a tuturor elementelor de rețea situate într-un sistem de transport sau într-un sistem de distribuție care face legătura între diferite zone de reglaj;

6) relevanța sistematică a tuturor elementelor critice de rețea.

763. OST evaluează relevanța activelor prin calculul factorilor de influență a debitului de putere pe zona sa de control a elementelor de rețea, a unităților generatoare și a locurilor de consum situate în afara zonei de control al OST și conectate la sistemul de transport.

764. OST evaluează relevanța activelor prin calculul factorilor de influență a debitului de putere pe zona sa de control a elementelor de rețea, a unităților generatoare și a locurilor de consum situate în rețelele al OSD sau OSDI conectate la rețelele de transport, situate în afara zonei de control al OST cu condiția că acestea sunt modelate în modelele de rețea generale utilizate pentru evaluare.

765. În cazul în care OST consideră că evaluarea factorilor de influență asupra fluxului de putere în zona sa de control nu va capta suficient elementele de rețea, unitățile generatoare și locurile de consum care pot provoca variații semnificative ale tensiunii în zona sa de control, OST are dreptul de a utiliza factorii de influență asupra tensiunii în scopul determinării propunerii sale de active relevante.

766. În conformitate cu prevederile prezentei Secțiuni, OST informează OST vecine afectate în legătura cu decizia sa de a calcula factorii de influență asupra tensiunii pentru evaluarea influenței asupra zonei sale de control a elementelor de rețea, a instalațiilor de producere și a locurilor de consum situate în afara zonei de control al OST și conectate la sistemul de transport.

767. Relevante se consideră cel puțin toate activele următoare:

1) toate elementele al SEE aflate în afara zonei de control și au un factor de influență considerat relevant;

2) toate elemente din rețelele ale OST vecine care au factor de influență considerat relevant;

3) elementele cu influența asupra stabilității dinamice al zonei de control al OST;

4) toate elementele ce interconectează zona de control al OST cu zonele de control al OST vecine;

768. Împreună cu OST vecine, OST poate include în propunerea sa de active relevante:

1) combinații a mai multor elemente de rețea în afara zonei sale de control ale căror deconectarea simultană poate amenința securitatea zonei sale de control;

2) elemente de rețea situate în afara zonei de control al OST, a căror întrerupere poate avea un impact asupra funcționării sistemelor HVDC între zonele sincrone;

3) elemente de rețea situate în afara zonei de control al OST, ale căror deconectare poate avea un impact asupra funcționării zonei sale de control, stabilității SEE, funcționării protecțiilor și evaluării scurt-circuitelor.

769. În cazul în care deținătorul al elementului de rețea care urmează să fie inclus în lista activelor relevante nu este de acord cu o astfel de abordare, OST trebuie să utilizeze metoda de evaluare a relevanței activelor în scopul stabilirii relevanței acestor elemente pentru coordonarea retragerilor din exploatare.

### Secțiunea 3

## **Tratamentul activelor relevante aflate într-un sistem de distribuție sau într-un sistem de distribuție închis**

770. OST acționează ca agent de planificare a retragerilor din exploatare pentru fiecare element de rețea pe care îl gestionează.

771. OST coordonează cu OSD planificarea retragerilor din exploatare ale activelor relevante interne racordate la sistemul său de distribuție.

772. OST coordonează cu OSDI planificarea retragerilor din exploatare ale activelor relevante interne racordate la sistemul său de distribuție.

## **CAPITOLUL II**

### **Elaborarea și actualizarea planurilor de disponibilitate a activelor relevante**

#### **Secțiunea 1**

##### **Dispoziții generale privind planurile de disponibilitate**

773. Starea de disponibilitate a unui activ trebuie să fie una dintre următoarele:

- 1) „disponibil” când activul relevant este gata și capabil să furnizeze serviciul, indiferent dacă este sau nu în funcțiune;
- 2) „indisponibil” când activul relevant nu este gata și nu este capabil să furnizeze serviciul;

774. Planurile de disponibilitate cuprind cel puțin următoarele informații:

- 1) motivul stării „indisponibil” a unui activ;
- 2) în cazul în care sunt identificate aceste situații, condițiile care trebuie îndeplinite înainte de aplicarea stării „indisponibil” a unui activ în timp real;
- 3) timpul necesar pentru a readuce în funcțiune un activ, atunci când este necesar, pentru a menține siguranța în funcționare.

775. Starea de disponibilitate a fiecărui activ relevant în intervalul de timp pe un an trebuie să fie prevăzută cu declarația de disponibilitate.

776. În cazul în care programele de producție și de consum sunt transmise OST în temeiul Secțiunii 1 din Capitolul V, rezoluția în timp a stărilor de disponibilitate trebuie să fie în concordanță cu aceste programe.

#### **Secțiunea 2**

##### **Furnizarea propunerilor de plan de disponibilitate pe un an**

777. Înainte de data de 1 septembrie a fiecărui an calendaristic, fiecare OSD sau OSDI prezintă OST un plan de disponibilitate care să acopere anul calendaristic următor pentru fiecare dintre activele sale relevante.

778. OST depune toate eforturile pentru a examina cererile de modificare a unui plan de disponibilitate atunci când pe primește. Când acest lucru nu este posibil, OST examinează cererile de modificare a unui plan de disponibilitate după finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an.

779. OST examinează cererile de modificare a unui plan de disponibilitate după finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an:

- 1) cu respectarea ordinii în care au fost primite cererile de modificare;
- 2) cu aplicarea procedurii stabilite în conformitate cu Secțiunea 7.

#### **Secțiunea 3**

##### **Evaluarea propunerilor de plan de disponibilitate pe un an**

780. OST evaluează într-un interval pe un an dacă din planurile de disponibilitate primite în conformitate cu Secțiunea 2 decurg incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare.

781. Atunci când constată existența unor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, OST implementează următorul proces:



- 1) informează fiecare parte afectată despre condițiile pe care trebuie să le îndeplinească pentru a atenua incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare constatate;
- 2) OST poate solicita ca unul sau mai multe părți să prezinte un plan alternativ de disponibilitate care să îndeplinească condițiile menționate la litera a);
- 3) OST repetă evaluarea în conformitate cu prevederile prezentei Secțiuni pentru a stabili dacă persistă vreo incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare.

782. În urma unei cereri din partea OST în conformitate cu articolul 168 litera b), în cazul în care partea afectată nu reușește să depună un plan de disponibilitate alternativ menit să atenueze toate incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, OST elaborează un plan de disponibilitate alternativ care trebuie:

- 1) să ia în considerare impactul raportat de părțile afectate, precum și după caz, de OSD sau de OSDI;
- 2) să limiteze evoluția planului de disponibilitate alternativ la ceea ce este strict necesar pentru a atenua incompatibilitățile legate de planificarea retragerilor din exploatare;
- 3) să notifice părțile afectate cu privire la planul de disponibilitate alternativ, inclusiv la motivele pentru elaborarea acestuia, precum și la impactul raportat de părțile afectate.

#### **Secțiunea 4**

##### **Furnizarea planurilor preliminare de disponibilitate pe un an**

783. Înainte de data de 15 septembrie a fiecărui an calendaristic, pentru fiecare activ intern relevant aflat într-un sistem de distribuție, OST coordonează cu OSD planul preliminar de disponibilitate pe un an.

784. Înainte de data de 15 septembrie a fiecărui an calendaristic, pentru fiecare activ intern relevant aflat într-un sistem de distribuție închis, OST coordonează cu OSDI planul preliminar de disponibilitate pe un an.

785. Înainte de data de 15 septembrie a fiecărui an calendaristic, sau într-un alt termen stabilit în acorduri bilaterale, OST furnizează OST vecine planurile preliminare de disponibilitate pentru anul calendaristic următor pentru toate activele interne relevante.

786. Înainte de data de 15 noiembrie a fiecărui an calendaristic, sau într-un alt termen stabilit în acorduri bilaterale, OST obține de la OST vecine planurile coordonate de disponibilitate pentru anul calendaristic următor pentru toate activele interne relevante.

#### **Secțiunea 5**

##### **Validarea planurilor de disponibilitate pe un an în zonele de observabilitate**

787. OST verifică dacă apar incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare atunci când ține cont de toate planurile preliminare de disponibilitate pe un an.

788. În absența unor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, OST validează planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante din respectiva zona de observabilitate.

789. În cazul în care OST detectează o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OST implicați din zonele de observabilitate în cauză identifică împreună o soluție, utilizând mijloacele pe care le au la dispoziție și respectând pe cât posibil planurile de disponibilitate prezentate de părțile afectate în conformitate cu prevederile Secțiunii 3. Dacă se identifică o soluție, toți OST din zona de observabilitate în cauză trebuie să actualizeze și să valideze planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante.

790. Dacă nu se identifică o soluție pentru o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OST are următoarele obligații:

- 1) aduce forțat la starea „disponibil” toate stările „indisponibil” sau „în test” pentru activele relevante implicate în planificarea unei retrageri din exploatare pe perioada în cauză;

2) notifică măsurile luate OSD sau OSDI afectați, inclusiv justificarea acestor măsuri, impactul raportat de către părțile afectate.

## **Secțiunea 6**

### **Planul final de disponibilitate pe un an**

791. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST:
- 1) finalizează coordonarea retragerilor din exploatare pe un an ale activelor interne relevante;
  - 2) finalizează planurile de disponibilitate a activelor sale interne relevante.
792. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST furnizează OSD relevant planurile sale finale de disponibilitate pe un an a fiecărui activ intern relevant aflat într-un sistem de distribuție.
793. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST furnizează OSDI relevant planurile sale finale de disponibilitate pe un an a fiecărui activ intern relevant aflat într-un sistem de distribuție închis.

## **Secțiunea 7**

### **Actualizarea planului final de disponibilitate pe un an**

794. OST trebuie să poată lansa o procedură pentru modificarea planului final de disponibilitate pe un an în perioada dintre finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an și executarea sa în timp real.
795. OSD și OSDI trebuie să poată depune la OST o cerere de modificare a planului final de disponibilitate pe un an a activelor relevante din sfera sa de responsabilitate.
796. În cazul unei cereri de modificare, se aplică următoarea procedură:
- 1) OST confirmă primirea cererii și evaluează cât mai curând posibil dacă modificarea determină apariția unor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare;
  - 2) în cazul în care se depistează incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, OST identifică o soluție, dacă este cazul, împreună cu alte părți implicate, utilizând mijloacele aflate la dispoziția lor;
  - 3) dacă nu s-a depistat nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare sau dacă nu persistă nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OST validează modificarea solicitată, informând în consecință toate părțile afectate și actualizând planul final de disponibilitate pe un an;
  - 4) în cazul în care nu se găsește nicio soluție pentru incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, OST respinge modificarea solicitată.
797. Atunci când OST intenționează să modifice planul final de disponibilitate pe un an a unui activ care intră într-o zonă de observabilitate a altui OST, el inițiază procedura următoare:
798. OST elaborează o propunere de modificare a planului de disponibilitate pe un an, inclusiv o evaluare a măsurii în care aceasta ar putea conduce la incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, și își prezintă propunerea tuturor OST implicați;
- 1) dacă se constată incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, OST implicați din a căror zonă de observabilitate face parte echipamentul vizat, identifică o soluție împreună cu OST solicitant și dacă este cazul, cu OSD și OSDI, utilizând mijloacele aflate la dispoziția acestora;
  - 2) dacă nu s-a depistat nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare sau dacă de identifică o soluție la incompatibilitatea în planificarea retragerilor din exploatare, OST respectivi validează modificarea solicitată, informează în consecință toate părțile afectate și actualizează planul final de disponibilitate pe un an;
  - 3) dacă nu se identifică nicio soluție la incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, OST trebuie să își anuleze procedura de modificare.

## **CAPITOLUL III**

### **Executarea planului de disponibilitate**

#### **Secțiunea 1**

##### **Procedura de tratare a retragerilor forțate din exploatare**

799. OST elaborează o procedură pentru a remedia situația în care o retragere forțată din exploatare i-ar periclita siguranța în funcționare. Procedura trebuie să permită OST să se asigure că stările „disponibil” sau „indisponibil” ale altor active relevante din zona sa de reglaj pot fi schimbate în „indisponibil” sau, respectiv, „disponibil”.

800. OST trebuie să urmeze procedura prevăzută la articolul 185 numai în cazul în care nu se ajunge la niciun acord cu părțile implicate în ceea ce privește soluțiile pentru retragerile forțate din exploatare.

801. Atunci când inițiază procedura, OST trebuie să respecte, în măsura posibilului, limitările tehnice ale activelor relevante.

802. Operatorul cărui aparține activul relevant notifică retragerea forțată din exploatare a unuia sau mai multora dintre activele sale relevante către OST și, în cazul în care este racordat la un sistem de distribuție sau la un sistem de distribuție închis, către OSD sau OSDI cât mai repede posibil după începutul retragerii forțate din exploatare.

803. La notificarea retragerii forțate din exploatare, operatorul trebuie să furnizeze următoarele informații:

- 1) motivul pentru care are loc retragerea forțată din exploatare;
- 2) durata preconizată a retragerii forțate din exploatare;
- 3) dacă este cazul, impactul retragerii forțate din exploatare asupra stării de disponibilitate a altor active relevante pentru care este operatorul.

804. În cazul în care OST constată că una sau mai multe retrageri forțate din exploatare ar putea scoate sistemul de transport din starea normală de funcționare, el informează operatorul sau operatorii afectați cu privire la termenul în care siguranța în funcționare nu mai poate fi menținută decât dacă activul sau activele lor relevante în retragere forțată din exploatare revin la starea „disponibil”. Operatorii informează OST dacă sunt capabili să respecte termenul respectiv și furnizează justificări întemeiate dacă nu sunt în măsură să respecte acest termen.

#### **Secțiunea 2**

##### **Executarea în timp real a planurilor de disponibilitate**

805. Fiecare gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice se asigură că toate unitățile generatoare pe care le deține și care sunt declarate în starea „disponibil” sunt pregătite pentru producția de energie electrică în conformitate cu capacitățile lor tehnice declarate, atunci când este necesar pentru a menține siguranța în funcționare, cu excepția cazului de retragere forțată din exploatare.

806. Fiecare gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice se asigură că nicio unitate generatoare pe care o deține și care este declarată în starea „indisponibil” nu produce energie electrică.

807. Fiecare gestionar al unui loc de consum se asigură că niciun loc de consum pe care îl deține și care este declarat în starea „indisponibil” nu consumă energie electrică.

808. Fiecare gestionar al unui element de rețea relevant se asigură că toate elementele de rețea relevante pe care le deține și care sunt declarate în starea „disponibil” sunt pregătite pentru transportul de energie electrică în conformitate cu capacitățile lor tehnice declarate atunci când este necesar, pentru a menține siguranța în funcționare, cu excepția cazurilor de retragere forțată din exploatare.

809. Fiecare gestionar al unui element de rețea relevant se asigură că niciun element de rețea relevant pe care îl deține și care este declarat în starea „indisponibil” nu transportă energie electrică.

810. Atunci când OST constată că executarea unei stări „indisponibil” sau „în test” a unui activ relevant determină sau ar putea determina ieșirea sistemului de transport din starea normală de funcționare, acesta transmite gestionarului elementului relevant de rețea, dacă este racordat la sistemul de transport, sau OSD ori OSDI dacă este racordat la un sistem de distribuție sau la un sistem de distribuție închis, dispoziții să amâne executarea stării „indisponibil” sau „în test” a respectivului activ relevant conform instrucțiunilor sale și în măsura în care este posibil, respectând totodată limitele tehnice și de siguranță.

## **CAPITOLUL IV**

### **Servicii tehnologice de sistem**

#### **Secțiunea 1**

##### **Servicii tehnologice de sistem**

811. OST verifică disponibilitatea serviciilor tehnologice de sistem.

812. În ceea ce privește serviciile de putere activă și reactivă și în coordonare cu alți OST implicați, dacă este cazul, OST:

- 1) concepe, instituie și gestionează achizițiile de servicii tehnologice de sistem;
- 2) monitorizează, dacă nivelul și localizarea serviciilor tehnologice de sistem disponibile permit asigurarea siguranței în funcționare;
- 3) utilizează toate mijloacele disponibile eficiente din punct de vedere economic și fezabile pentru a obține nivelul necesar de servicii tehnologice de sistem.

813. OST comunică nivelul disponibil al rezervelor de putere activă altor OST, la cerere.

#### **Secțiunea 2**

##### **Servicii tehnologice de sistem pentru puterea reactivă**

814. Pentru fiecare interval de planificare operațională, OST trebuie să evalueze, față de propriile prognoze, dacă serviciile sale tehnologice de sistem pentru puterea reactivă disponibile sunt suficiente pentru a menține siguranța în funcționare a sistemului de transport.

815. Pentru a spori eficiența funcționării elementelor sistemului de transport, OST monitorizează:

- 1) capacitățile disponibile de putere reactivă ale instalațiilor de producere a energiei electrice;
- 2) capacitățile disponibile de putere reactivă ale locurilor de consum racordate la sistemul de transport;
- 3) capacitățile disponibile de putere reactivă ale OSD;
- 4) echipamentele racordate la sistemul de transport disponibile pentru furnizarea puterii reactive.

816. În cazul în care nivelul serviciilor tehnologice de sistem pentru puterea reactivă nu este suficient pentru a menține siguranța în funcționare, OST:

- 1) informează OST învecinați;
- 2) pregătește și activează măsuri de remediere.

## **CAPITOLUL V**

### **Programare**

#### **Secțiunea 1**

##### **Notificarea programelor**

817. Fiecare agent de programare transmite OST, dacă acest lucru a fost solicitat de OST, și dacă este cazul, unui terț, următoarele programe:

- 1) programele de producție;

- 2) programele de consum;
- 3) programele pentru schimburile comerciale interne;
- 4) programele pentru schimburile comerciale externe.

## **Secțiunea 2**

### **Programarea UP / CD**

818. Operatorul de transport și de sistem elaborează în urma unui proces de consultare publică și aprobare de către ANRE și publică pe pagina proprie de internet procedurile necesare în scopul funcționării bune ale pieței energiei electrice.

### **Subsecțiunea 1**

#### **Declarații de Disponibilitate**

819. Fiecare participant la piața de echilibrare care au în exploatare UP / CD trebuie să transmită Declarații de Disponibilitate pentru acestea la OST. Transmiterea Declarațiilor de Disponibilitate face obiectul procedurilor prevăzute la articolul 204.

820. Declarații de Disponibilitate pentru o / un UP / CD pentru ziua D se transmit la OST în conformitate cu procedura indicată la articolul 204.

821. Declarația de Disponibilitate conține cel puțin următoarele informații:

- 1) puterea disponibilă a fiecărei UP, separat pentru fiecare ID din fiecare D;
- 2) consumul minim și maxim comandabil al fiecărui CD, separat pentru fiecare ID din fiecare D;
- 3) motivații și detalii (inclusiv numărul cererii aprobate de dispecer) privind reducerile orare de disponibilitate ale fiecărei UP / CD;
- 4) UP care produc energie electrică din energie eoliană, UP care produc energie electrică din energie solară, precum și CD sunt exceptate de la furnizarea motivațiilor.

822. Verificarea formei și conținutului DD se face de către sistemul pieței de echilibrare, iar confirmarea este transmisă emitentului de către OST într-un format standard.

823. Dacă DD pentru o UP într-un ID indică o capacitate mai mică decât puterea maximă a UP, prevăzută ca dată de configurație în sistemul PEE sau dacă nu există nicio DD în sistemul PEE pentru UP respectivă pentru ziua D, atunci OST verifică existența unei motivații. Dacă aceasta nu există, OST refuză DD pentru UP respectivă, iar emitentul este informat prin intermediul Sistemului PEE. Procesul de reia până la validarea DD de către OST.

### **Subsecțiunea 2**

#### **Notificările Fizice**

824. NF conțin cel puțin următoarele informații:

- 1) codul de identificare al PRE care a transmis respectiva NF;
- 2) ziua de livrare și date separate pentru fiecare ID din respectiva D, și anume:
  - a) producția planificată, pentru fiecare UP;
  - b) producția planificată, separat pentru fiecare unitate de producție nedispecerizabilă cu o putere instalată semnificativă (convenite cu OST);
  - c) consumul planificat pentru fiecare CD.
  - d) prognoza agregată de consum pentru toți consumătorii de energie electrică nedispecerizabili.
  - e) schimburi-bloc cu alte PRE-uri, separat pentru fiecare PRE cu care s-au stabilit schimburi-bloc;
  - f) exporturile și importurile stabilite cu alte țări, separat pentru fiecare zonă de tranzacționare de frontieră.

825. Fiecare PRE transmite la OST NF pentru toate producții, consumuri și schimburi-bloc pentru un ID al zilei de livrare în termenii prevăzuți în RPEE.
826. Modul și termenii de transmitere a NF către OST se realizează conform procedurilor prevăzute la articolul 204.
827. O NF este considerată transmisă în momentul intrării în sistemul PEE.
828. Sistemul PEE verifică îndeplinirea condițiilor de respectare a formatului NF, prevăzute în procedura aplicabilă. Dacă sistemul PEE nu acceptă o NF, această este considerată nulă și PRE care a transmis-o primește o notificare de eroare.

### **Subsecțiunea 3**

#### **Modificarea Notificărilor Fizice**

829. Modificarea NF aprobate este permisă numai în următoarele cazuri:
- 1) în cazul selectării de către OST pe PEE a unei perechi preț-cantitate (emiterii unei dispoziții de dispecer);
  - 2) în cazul reducerilor de putere accidentale ale UP, parțiale sau totale, anunțate la OST;
  - 3) în cazul constatării și corectării unor erori ale schimburilor-bloc, în intervalul destinat corecțiilor.
830. NF care au fost modificate conform prevederilor prezentei secțiuni înlocuiesc NF aprobate anterioare, se aplică pentru ID în D corespunzătoare și constituie obligații ferme pentru respectiva PRE.

### **Subsecțiunea 4**

#### **Validarea Notificărilor Fizice**

831. Toate notificările fizice sunt supuse verificării din punct de vedere al corectitudinii conținutului. În cazul depistării unei erori, emitentul este notificat.
832. Fiecare NF este verificată dacă aceasta este completă, se analizează corectitudinea, coerența și fezabilitatea fiecărei NF și ale ansamblului acestora, verificând dacă:
- 1) există egalitatea schimburilor-bloc reciproce între PRE pe fiecare ID;
  - 2) producția programată pe fiecare UP se încadrează în DD al UP pentru aceeași D și același ID;
  - 3) consumul programat al fiecărui CD se încadrează în DD al CD pentru aceeași D și același ID;
  - 4) schimburile de energie cu alte sisteme (exportul și importul) se încadrează în capacitatea de schimb agregată alocată PRE respective pe fiecare graniță și direcție;
  - 5) sunt respectate limitele definite de caracteristicile tehnice ale unităților de producție dispecerizabile și / sau consumătorilor dispecerizabili.
833. Modul de validare a NF în conformitate cu prevederile prezentei secțiuni se realizează de către OST conform procedurilor prevăzute în articolul 204.
834. Fiecare participant la piață depune toate eforturile în vederea adaptării producției și / sau a încheierii de tranzacții de vânzare și / sau cumpărare de energie electrică astfel încât suma dintre producție, import și achiziție să fie egală cu suma dintre consum, export și vânzare la nivelul fiecărui ID.
835. Realizarea sistematică de NF în dezechilibru, precum și transmiterea cu bună știință de informații false în cadrul NF de către o PRE, care să indice în mod fals existența echilibrului, se consideră nerespectare a prevederilor Codului de Rețea, RPEE și este comunicată de către OST la ANRE, în vederea sancționării conform legii.
836. În cazul unor nepotriviri între schimburi-bloc reciproce ale PRE constatate în ultimele NF transmise conform termenilor prevăzute în procedurile relevante, aprobate de ANRE, PRE în cauză sunt atenționate. Dacă acestea nu reușesc să corecteze NF în intervalul destinat corecțiilor, definit în procedurile relevante, OST ia următoarele măsuri:

- 1) dacă sensul prevăzut în NF de către fiecare din cele două PRE ale schimburilor-bloc dintre ele este același, cantitatea corespunzătoare schimburilor-bloc între cele două PRE este considerată egală cu cea mai mică dintre două valori;
  - 2) dacă NF ale celor două PRE prevăd schimburi-bloc dintre ele în sensuri diferite sau numai una dintre PRE a prevăzut în NF schimburi-bloc cu cealaltă, cantitatea corespunzătoare schimburilor-bloc între cele două PRE este considerată zero.
837. OST nu este responsabil pentru consecințele economice ale corecțiilor NF realizate conform prevederilor prezentei subsecțiuni.
838. Orice NF acceptată în sistemul pieței de echilibrare, inclusiv cea modificată de OST conform regulilor anterioare, devine notificare fizică aprobată.
839. NF aprobate reprezintă obligații ferme pentru PRE respectiv, ele putând fi modificate doar în cazurile prevăzute la Subsecțiunea 2 din Secțiunea curentă.

### **Secțiunea 3**

#### **Compensarea dezechilibrelor în D-1**

840. În ziua D-1, după închiderea porților de transmitere a notificărilor fizice și ofertelor zilnice în sistemul PEE, OST analizează pentru fiecare interval orar al Zilei de Livrare:
- 1) puterea notificată pentru fiecare UP, CD, anumite unități nedispencerizabile și pe întreg SEE;
  - 2) schimburile-bloc, consumul și producția agregată pe fiecare PRE;
  - 3) prognoza de consum al SEE;
  - 4) schimburile notificate cu sistemele energetice vecine.
841. Cu ajutorul datelor de la punctul precedent se analizează și se determină:
- 1) rezerva pentru restabilirea manuală a frecvenței de creștere la vârful de sarcină;
  - 2) rezerva pentru restabilirea manuală a frecvenței de scădere pentru golul de sarcină;
  - 3) dezechilibrul orar la nivel de SEE;
  - 4) dezechilibrul mediu orar la nivel de SEE.
842. Dacă OST constată că cel puțin una din următoarele condiții:
- 1) dezechilibrul dintre notificarea fizică a producției pe întreg SEE și consumul prognozat plus schimburile externe programate depășește, pe cele 24 de ore, valoarea stabilită reieșind din posibilitatea compensării acesteia prin intermediul selectărilor și activării ofertelor de pornire pe piața energiei de echilibrare, după termenul limită de transmitere a notificărilor fizice (H-1);
  - 2) dezechilibrul orar în anumite ore depășește valoarea stabilită reieșind din posibilitatea compensării acesteia prin intermediul selectărilor pe piața energiei de echilibrare, după termenul limită de transmitere a notificărilor fizice (H-1);
  - 3) nu există suficientă rezervă pentru restabilirea manuală a frecvenței și rezervă de înlocuire este îndeplinită, analizând situația disponibilității grupurilor generatoare din SEE, după caz prognoza producției eoliene și fotovoltaice, decide modul de realizare a programării UP și / sau CD în ziua D-1 pentru ziua D cu sau fără pornirea / oprirea de UP.
843. Pornirea / oprirea de UP se face în ordinea de merit pe PEE, corespunzător ordinii de merit la creștere pentru pornire și corespunzător ordinii de merit pentru la descreștere la oprire.
844. Dacă nu se pornesc / opresc UP, atunci echilibrarea SEE se face utilizând selecțiile de energii la creștere / scădere din ofertele de rezervă de înlocuire conform ordinii de merit pe PEE.
845. Selectarea în D-1 a energiilor de echilibrare din ofertele de rezervă de înlocuire se face, de regulă, după selectarea benzilor de reglaj pentru restabilirea automată a frecvenței.
846. Dacă se pornesc / opresc UP și se constată că producția programată pe SEE nu profilează curba de consum prognozată plus schimburile externe (curba de sarcina), OST selectează (în ziua D-1), în limita posibilităților, din ofertele de rezervă de înlocuire la creștere sau scădere după caz, energiile necesare echilibrării.
847. NF fizice inițiale plus selecțiile făcute de OST în ziua D-1 devin programul de funcționare al UP și / sau CD pentru ziua D.

848. În ziua D, în funcție de situația reală, dispecerul al OST dispune, utilizând ordinea de merit pe PEE, încărcarea / descărcarea corespunzătoare a UP și / sau CD, respectiv pornirea / oprirea corespunzătoare a UP.

849. Tranzacțiile finale pe PEE sunt cele rezultate în urma cumulării procesului de programare în ziua D-1, cu tranzacțiile corespunzătoare procesului de selectare de către dispecerul al OST în ziua D.

850. Procesul de programare a UP / CD are în vedere cel puțin următoarele aspecte tehnice de siguranță a funcționării:

- 1) se va prefera menținerea în rezervă a unor UP termice față de oprirea altora, chiar dacă acest lucru nu respectă întocmai ordinea de merit, pentru a evita creșterea nejustificată a numărului de porniri / opriri de UP termice;
- 2) se va prefera menținerea în funcțiune a unor UP termice față de pornirea altora, chiar dacă acest lucru nu respectă întocmai ordinea de merit, pentru a evita creșterea nejustificată a numărului de porniri / opriri de UP termice;
- 3) volumul opririlor / pornirilor de UP termice se va stabili astfel încât să existe suficientă rezervă pentru restabilirea manuală a frecvenței de creștere și rezervă de înlocuire de creștere la orele de vârf de sarcină;
- 4) volumul opririlor / pornirilor de UP termice se va stabili astfel încât să existe suficientă rezervă pentru restabilirea manuală a frecvenței de scădere și rezervă de înlocuire de scădere la orele de gol de sarcină.

851. În procesul de programare se vor lua în considerare și alte aspecte cu influență asupra siguranței funcționării cum ar fi: ce zi urmează zilei D de programare (zi cu consum mai mare sau mai mic decât ziua D, sărbători oficiale, evenimente importante cu influență asupra consumului etc.), ce UP / CD urmează a se disponibiliza în ziua D+1 ș.a.

852. Toate operațiile descrise în prezentă Secțiune sunt înregistrate la OST cu eticheta de timp și numele operatorului.

#### **Secțiunea 4**

##### **Coerența programelor**

853. OST trebuie să verifice dacă programele de producție, de consum și de schimburi comerciale externe sunt echilibrate.

854. OST trebuie să verifice că toate programele de schimburi cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată sunt echilibrate. În cazul în care apare o nepotrivire și OST nu cade de acord în privința programului schimburilor cu un alt OST în capacitate de schimb agregată, se aplică valoarea cea mai mică.

#### **Secțiunea 5**

##### **Furnizarea de informații către alți OST**

855. La cererea unui alt OST, OST solicitat calculează și furnizează:

- 1) programele schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată;
- 2) poziție netă a zonei.

856. Atunci când este necesar pentru crearea modelului comun de rețea, OST furnizează unui OST alt țării vecine:

- 1) programele de producție;
- 2) programele de consum.

### **CAPITOLUL VI**

#### **Adecvanța**

##### **Secțiunea 1**

##### **Analiza adecvanței zonei de reglaj**



857. OST trebuie să efectueze analiza adecvănței zonei de reglaj evaluând posibilitatea ca suma producției din zona sa de reglaj și a capacităților de import să corespundă consumului total din zona sa de reglaj în diferite scenarii operaționale, ținând seama de nivelul necesar al rezervelor de putere activă.

858. Atunci când efectuează analiza adecvănței zonei de reglaj, OST:

1) utilizează cele mai recente planuri de disponibilitate și cele mai recente date disponibile pentru:

- a) capacitățile unităților generatoare;
- b) capacitatea interzonală;
- c) potențialul consum comandabil.

2) ia în considerare contribuția energiei produse din surse regenerabile și a consumului;

3) evaluează probabilitatea și durata estimată a unei absențe a adecvănței și preconizează cantitatea de energie nefurnizată ca urmare a unei astfel de absențe.

859. OST își actualizează analiza adecvănței zonei de reglaj dacă detectează vreo modificare probabilă a stării de disponibilitate a unităților generatoare, a estimărilor de consum, a estimărilor pentru sursele de energie regenerabile sau a capacităților interzonale, care ar putea influența semnificativ adecvanța preconizată.

860. Cât mai curând posibil după evaluarea absenței adecvănței în zona sa de reglaj, OST informează în acest sens OST vecini și orice altă parte afectată.

## **Secțiunea 2**

### **Analiza adecvănței zonei de reglaj în intervalul pe o zi și în intervalul intrazilnic**

861. OST efectuează o analiză a adecvănței zonei de reglaj în intervalul de timp pe o zi și în intervalul intrazilnic pe baza următoarelor elemente:

- 1) programele menționate la Secțiunea 1 din Capitolul V;
- 2) consumul preconizat;
- 3) producția preconizată din surse regenerabile de energie;
- 4) rezervele de putere activă;
- 5) capacitățile de import și de export coerente cu capacitățile interzonale calculate, acolo unde este cazul;
- 6) capacitățile unităților generatoare;
- 7) capacitățile locurilor de consum cu consumul comandabil.

862. OST evaluează:

- 1) nivelul minim de import și nivelul maxim de export compatibile cu adecvanța zonei sale de reglaj;
- 2) durata preconizată a unei eventuale absențe a adecvănței;
- 3) cantitatea de energie care nu este furnizată în absența adecvănței.

## **PARTEA A PATRA**

### **REGLAJUL FRECVENȚĂ-PUTERE ȘI REZERVELE**

#### **TITLUL I**

#### **CALITATEA FRECVENȚEI**

##### **Secțiunea 1**

##### **Parametrii care definesc calitatea frecvenței**

863. Parametrii și valorile de bază care definesc calitatea frecvenței sunt:

- 1) frecvența nominal - 50 Hz;
- 2) domeniul de frecvență standard -  $\pm 50$  mHz ;
- 3) abaterea maximă a frecvenței instantanee – 800 mHz;
- 4) abaterea maximă de frecvență în regim staționar – 200 mHz;
- 5) durata de restabilire a frecvenței – 15 minute;

- 6) timpul de declanșare a stării de alertă – 5 minute.
864. Parametrul-țintă pentru calitatea frecvenței este numărul maxim de minute în afara domeniului de frecvență standard pe an cu o valoare de bază de 15000.
865. OST este în drept de a propune, valori diferite de valorile de bază, în condițiile în care noile valori sunt stabilite la nivelul zonei sincrone sau blocului din care face parte sistemul electroenergetic național.
866. OST va propune și va întreprinde toate măsurile necesare întru respectarea valorilor parametrilor care definesc calitatea.

## **Secțiunea 2**

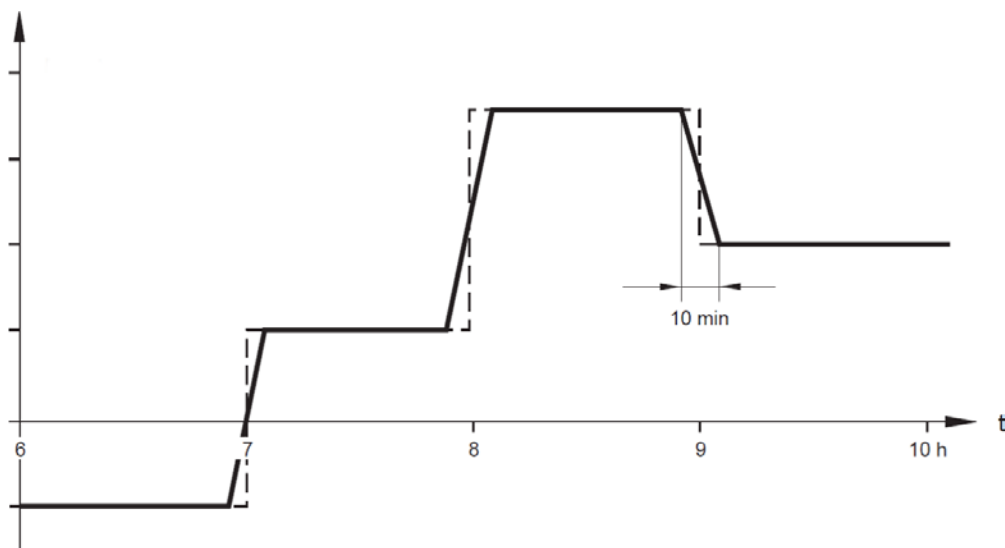
### **Parametrii-țintă pentru ARRF și criteriile de evaluare a calității frecvenței în cadrul unui bloc RFP**

867. În cazul în care sistemul electroenergetic național este parte a unui bloc RFP, în acordul operațional în blocul RFP, un OST din blocul RFP va fi desemnat ca responsabil cu monitorizarea blocului RFP.
868. OST va include în acordul operațional în blocul RFP, valorile parametrilor-țintă pentru aRRF.
869. Procesul de aplicare a criteriilor trebuie să cuprindă:
- 1) colectarea datelor de evaluare a calității frecvenței și
  - 2) calculul criteriilor de evaluare a calității frecvenței.
870. OST furnizează responsabilului cu monitorizarea blocului RFP valorile măsurate din sistemul electroenergetic național necesare în vederea colectării datelor pentru evaluarea calității frecvenței din blocul RFP.
871. Precizia de măsurare a datelor referitoare la ARRF instantanee trebuie să fie de cel puțin 1 mHz.
872. OST are dreptul de a solicita de la utilizatorii de sistem implicați în echilibrarea sistemului, informațiile necesare pentru a monitoriza comportamentul de consum și de producție legat de dezechilibre. Aceste informații pot cuprinde:
- 1) valoarea de referință a puterii active cu marcă de timp pentru operarea în timp real și în viitor și
  - 2) producția totală de putere activă cu marcă de timp.
873. OST va colabora cu OST din cadrul blocului RFP întru elaborarea și întreprinderea măsurilor necesare întru respectarea valorilor parametrilor care definesc calitatea frecvenței și ale parametrilor-țintă pentru calitatea frecvenței.

## **Secțiunea 3**

### **Perioada de variație a sarcinii**

874. Perioadă de variație a sarcinii pentru calculul ARZ este definite după cum urmează:
- 1) momentul de început al perioadei de variație a sarcinii este cu 5 minute în prealabil momentului modificării valorii programate a puterii de schimb;
  - 2) momentul de sfârșit al perioadei de variație a sarcinii este cu 5 minute ulterior momentului modificării valorii programate a puterii de schimb;
  - 3) durata perioadei de variație a sarcinii este 10 minute, variația având caracter linear.



875. Perioada de variație a sarcinii se va aplica pentru orice modificare a valorii programate a puterii de schimb, ca urmarea tranzacțiilor pe piața energiei electrice, tranzacționare în contrapartidă, redispecerizare, și altele.

876. Pentru prevenirea abaterilor neintenționate a frecvenței și acțiuni majore de reglaj în condițiile normale de funcționare, OST va urma strict timpii de modificare a valorii programate a puterii de schimb. În particular este necesar asigurarea pornirii capacităților de generare într-un mod eșalonat.

## TITLUL II STRUCTURA REGLAJULUI FRECVENȚĂ-PUTERE

### Secțiunea 1 Structura de bază

877. OST este responsabil de punerea în aplicare a structurii reglajului frecvență-putere în sistemul electroenergetic național și operează în conformitate cu aceasta.

878. Structura reglajului frecvență-putere include:

- 1) o structură de activare și
- 2) o structură de responsabilitate.

### Secțiunea 2 Structura de activare și de responsabilitate

879. Structura de activare include:

- 1) un proces de reținere a frecvenței PReF;
- 2) un proces de restabilire a frecvenței PRR.

880. Structura de activare a procesului poate include:

- 1) un proces de înlocuire a rezervelor PIR;
- 2) un proces de compensare a dezechilibrului;
- 3) un proces de activare a RRF transfrontaliere;
- 4) un proces de activare a RI transfrontaliere

881. OST evaluează necesarul de infrastructură tehnică pentru implementarea și operarea proceselor menționate

882. OST trebuie să calculeze și să monitorizeze în mod continuu transferul de putere activă în timp real în sistemul electroenergetic.

883. OST are următoarele responsabilități:

- 1) monitorizează în permanență ARRF;
- 2) implementează și operează un PRF;
- 3) fac tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru calitatea frecvenței;
- 4) fac tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru ARRF;

- 5) au dreptul de a implementa una sau mai multe dintre procesele menționate în secțiunea dată;
- 6) implementează și operează un PReF.
884. OST îndeplinește următoarele activități aferente infrastructurii proceselor de reglaj:
- 1) asigură un nivel suficient de calitate și disponibilitate al calculului ARRF;
  - 2) efectuează monitorizarea în timp real a calității calculului ARRF;
  - 3) ia măsuri în caz de calcul eronat al ARRF și
  - 4) în cazul în care ARRF este determinată de ARZ, efectuează o monitorizare ex-post a calității calculului ARRF prin compararea ARRF cu valorile de referință, cel puțin o dată pe an.
885. OST precizează în acordurile/convențiile operaționale cu utilizatorii de sistem și OSD repartizarea responsabilităților întru respectarea obligației prevăzute în secțiunea dată.
886. OST specifică, în acordurile/convențiile operaționale cu utilizatorii de sistem și OSD implicați în procesele sus menționate, cerințele minime privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice:
- 1) acuratețea, rezoluția, disponibilitatea și redundanța valorilor măsurate, ale fluxurilor de putere activă și ale liniilor de interconexiune virtuale;
  - 2) disponibilitatea și redundanța sistemelor de comandă digitală;
  - 3) disponibilitatea și redundanța sistemelor infrastructurii de comunicații și
  - 4) protocoalele de comunicație.
887. OST este în drept de a stabili cerințe suplimentare față de cele menționate privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice.
888. OST are dreptul de a forma un bloc RFP cu alți OST.

### **Secțiunea 3**

#### **Procesul de reținere a frecvenței**

889. Obiectivul de reglaj al PReF este stabilizarea frecvenței sistemului prin activarea RSF.
890. Caracteristica generală a activării RSF reflectă o scădere monotonă a activării RSF ca funcție a abaterii de frecvență.
891. OST este responsabil de implementarea în sistemul electroenergetic național a procesului de reținere a frecvenței.
892. Utilizatorii de sistem calificați pentru procesului de reținere a frecvenței vor coopera cu OST întru implementarea procesului și asigurarea RSF conform indicațiilor OST.

### **Secțiunea 3**

#### **Procesul de restabilire a frecvenței**

893. Obiectivul de reglaj al PRF este:
- 1) reglarea ARRF spre valoarea zero pe durata de restabilire a frecvenței;
  - 2) a înlocui treptat RSF activate prin activarea RRF.
894. ARRF este:
- 1) ARZ, în cazul funcționării sistemului electroenergetic național în cadrul unei zone sincrone formată din mai multe zone RFP;
  - 2) abaterea de frecvență, în cazul funcționării izolate.
895. ARZ se calculează ca fiind suma dintre produsul factorului K stabilit pentru sistemul electroenergetic și abaterea frecvenței, plus diferența dintre:
- 1) fluxul total de putere activă la linia de interconexiune și și la linia de interconexiune virtuală și
  - 2) valoarea programată a puterii de schimb.
896. OST este responsabil de implementarea în sistemul electroenergetic național a procesului de reținere a frecvenței și asigurarea disponibilității RRF.
897. OST implementează un proces automat de restabilire a frecvenței („aRRF”) și un proces manual de restabilire a frecvenței („mRRF”).

898. Un aRRF trebuie operat în mod buclă închisă atunci când ARRF reprezintă valoarea de intrare și valoarea de referință pentru activarea RRF automate reprezintă valoarea de ieșire. Valoarea de referință pentru activarea RRF automate se calculează de către un singur regulator central frecvență-putere, operat de OST în sistemul electroenergetic național. Regulatorul central frecvență-putere de schimb:

- 1) este un regulator automat conceput să reducă ARRF la zero;
- 2) are un comportament proporțional-integral;
- 3) are un algoritm de reglaj care împiedică termenul integral al unui regulator proporțional-integral să acumuleze abaterea de reglaj și să depășească domeniul de reglaj și
- 4) are funcționalități pentru modurile operaționale extraordinare în cazul funcționării în starea de alertă și în cea de urgență.

899. Un mPRF se operează prin instrucțiunile de activare manuală a RRF în vederea îndeplinirii obiectivului de reglaj.

900. În cazul formării unui bloc RFP cu alți operatori, pe lângă implementarea aPRF în sistemul electroenergetic național, OST de comun cu OST a din bloc, este în drept de a stabili și preciza în acordul operațional în blocul RFP, un OST din cadrul blocului, care:

- 1) să calculeze și să monitorizeze ARRF din întregul bloc RFP și
- 2) să ia în considerare ARRF din întregul bloc RFP la calculul valorii de referință pentru activarea aRRF, în plus față de ARRF din zona sa RFP.

#### **Secțiunea 4**

##### **Procesul de înlocuire a rezervelor**

901. Obiectivul de reglaj al PIR trebuie să îndeplinească cel puțin unul dintre următoarele obiective prin activarea RI:

- 1) restabilirea treptată a RRF activate;
- 2) susținerea activării RRF;

902. PIR se operează prin instrucțiunile de activare manuală a RI în vederea îndeplinirii obiectivului de reglaj.

#### **Secțiunea 5**

##### **Procesul de compensare a dezechilibrelor**

903. Obiectivul de reglaj al procesului de compensare a dezechilibrelor vizează reducerea cantității de activări simultane a RRF contrare în diverse zone RFP participante prin transferul de putere la compensarea dezechilibrelor.

904. OST are dreptul de a implementa procesul de compensare a dezechilibrelor cu alți OST din alte sisteme electroenergetice, prin încheierea unui acord de compensare a dezechilibrelor.

905. OST implementează procesul de compensare a dezechilibrelor în așa fel încât acesta să nu afecteze:

- 1) stabilitatea PReF;
- 2) stabilitatea PRF și PIR și
- 3) siguranța în funcționare.

906. OST implementează transferul de putere la compensarea dezechilibrelor între zonele RFP în cel puțin una dintre următoarele modalități:

- 1) prin definirea fluxurilor de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care va fi inclusă în calculul ARRF;
- 2) prin ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

907. OST implementează transferul de putere la compensarea dezechilibrelor astfel încât să nu se depășească cantitatea reală a RRF activate, necesară pentru reglarea la zero a ARRF, fără transfer de putere la compensarea dezechilibrelor.

#### **Secțiunea 6**

##### **Procesul de activare a RRF transfrontaliere**

908. Obiectivul de reglaj al procesului de activare a RRF transfrontaliere este acela de a permite OST să efectueze PRF prin transferul de putere la restabilirea frecvenței cu alte sisteme electroenergetice.

909. OST are dreptul de a pune în aplicare procesul de activare a RRF cu alți OST din alte sisteme electroenergetice, prin încheierea unui acord de activare a RRF transfrontaliere.

910. OST implementează procesul de activare a RRF transfrontaliere în așa fel încât acesta să nu afecteze:

- 1) stabilitatea PReF;
- 2) stabilitatea PRF și PIR și
- 3) siguranța în funcționare.

911. OST implementează transferul de putere la restabilirea frecvenței între zonele RFP printr-una dintre următoarele modalități:

- 1) definirea unui flux de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care este inclusă în calculul ARRF în cazul în care activarea RRF se face automat;
- 2) adaptarea unei valori programate a puterii de schimb sau definirea unui flux de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală între zonele RFP în care activarea RRF se face manual; sau
- 3) ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

912. Procesul de activare a RRF transfrontaliere trebuie să includă un mecanism de rezervă care să asigure că transferul de putere la restabilirea frecvenței este zero sau este limitat la o valoare la care poate fi garantată siguranța în funcționare.

## **Secțiunea 7**

### **Procesul de activare a RI transfrontaliere**

913. Obiectivul de reglaj al procesului de activare a RI transfrontaliere este acela de a permite unui OST să efectueze PIR prin valoarea programată a puterii de schimb cu alte sisteme electroenergetice.

914. OST are dreptul de a implementa procesul de activare a RI transfrontaliere cu alți OST din alte sisteme electroenergetice, prin încheierea unui acord de activare a RI transfrontaliere.

915. OST implementează procesul de activare a RI transfrontaliere în așa fel încât acesta să nu afecteze:

- 1) stabilitatea PReF;
- 2) stabilitatea PRF și PIR și
- 3) siguranța în funcționare.

916. OST implementează valoarea programată a puterii de schimb între zonele RFP ale prin cel puțin una dintre următoarele modalități:

- 1) stabilirea fluxurilor de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care este inclusă în calculul ARRF;
- 2) ajustarea unei valori programate a puterii de schimb; sau
- 3) ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

917. Procesul de activare a RI transfrontaliere trebuie să includă un mecanism de rezervă care să asigure că valoarea programată a puterii de schimb este zero sau este limitată la o valoare la care poate fi garantată siguranța în funcționare.

## **TITLU III**

### **OPERAREA REGLAJULUI FRECVENȚĂ-PUTERE**

#### **Secțiunea 1**

##### **Stările sistemului legate de frecvența sistemului**

918. OST utilizează zona sa de reglaj cu rezerve suficiente crescătoare sau descrescătoare de putere activă, care pot include rezerve partajate sau schimbate, pentru a face față dezechilibrelor

dintre cerere și ofertă din sistemul electroenergetic. OST reglează ARRF, în vederea atingerii calității necesare a frecvenței, în cooperare cu toți OST din aceeași zonă sincronă.

919. OST monitorizează aproape în timp real programele de producție și de schimb, fluxurile de putere, injecțiile în punctele nodale și retragerile din punctele nodale, precum și alți parametri din zona sa de reglaj care sunt relevanți pentru anticiparea unui risc de abatere de frecvență și ia, în coordonare cu alți OST din zona sa sincronă, măsuri pentru a limita efectele negative ale acestora asupra echilibrului dintre producție și consum.

920. OST asigură un schimb de date în timp real cu alți OST din aceeași zonă sincronă., care include cel puțin:

- 1) starea sistemului și
- 2) datele de măsurare în timp real a ARRF din blocurile RFP.

921. OST definește în acordurile operaționale cu alți OST din aceeași zonă sincronă:

- 1) normele comune pentru operarea reglajului frecvență-putere și în starea normală de funcționare și în starea de alertă;
- 2) procedurile operaționale pentru cazurile de epuizare a RRF sau RI; În aceste proceduri operaționale, OST are dreptul de a solicita modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare și al unităților consumatoare;
- 3) procedurile operaționale pentru starea de alertă cauzată de încălcarea limitelor de frecvență a sistemului; Procedurile operaționale vizează reducerea abaterii de frecvență din sistem pentru readucerea stării sistemului la starea normală de funcționare și pentru limitarea riscului de intrare în starea de urgență. Procedurile operaționale includ dreptul OST de a devia de la obligațiile prevăzute la TITLU 3 Secțiunea 3;
- 4) măsurile care permit OST să reducă în mod activ abaterea de frecvență prin activarea transfrontalieră a rezervelor;
- 5) măsurile pentru reducerea ARRF prin modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare.

922. Dacă sistemul este în stare de alertă din cauza rezervelor insuficiente de putere activă, OST în strânsă cooperare cu alți OST din zona sincronă și cu OST din alte zone sincrone, iau măsuri pentru a restabili și înlocui nivelurile necesare ale rezervelor de putere activă. În acest scop, OST are dreptul de a solicita modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare din sistemul electroenergetic național pentru a reduce sau pentru a elimina încălcarea cerințelor privind rezerva de putere activă.

## **TITLU IV REZERVE PENTRU STABILIZAREA FRECVENȚEI**

### **Secțiunea 1 Dimensionarea RSF**

923. OST, de comun acord cu alți OST din aceeași zonă sincronă din care face parte sistemul electroenergetic național, specifică în acordurile operaționale, reguli de dimensionare a RSF.

924. Valoarea RSF necesară a fi asigurată în sistemul electroenergetic național este stabilită în conformitate cu obligația de RSF care revine sistemului electroenergetic național în cadrul zonei sincrone din care face parte.

### **Secțiunea 2 Cerințe tehnice minime pentru RSF**

925. OST se asigură că RSF au proprietățile următoare:

- 1) Efectul maxim combinat al insensibilității inerente a răspunsului la abaterile de frecvență și al posibilei benzi moarte voluntare a acestui răspuns la nivelul regulatorului unităților furnizoare de RSF sau grupurilor furnizoare de RSF – 10 mHz;
- 2) Durata de activare integrală a RSF – 30 secunde;
- 3) Abaterea de frecvență pentru activarea integrală a RSF -  $\pm 200$  mHz;

4) Durata minima de menținere a RSF – 15 minute.

926. OST de comun acord cu alți OST din aceeași zonă sincronă are dreptul de a specifica, în acordurile operaționale de zonă sincronă, proprietăți comune suplimentare ale RSF necesare pentru a asigura siguranța în funcționare în zona sincronă.

927. OST are dreptul de a stabili cerințe suplimentare pentru grupurile furnizoare de RSF pentru a asigura siguranța în funcționare. Aceste cerințe suplimentare trebuie să se bazeze pe motive tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup furnizor de RSF. Furnizorul de RSF se asigură că este posibilă monitorizarea activării RSF la unitățile furnizoare de RSF din cadrul unui grup furnizor de rezerve.

928. OST are dreptul de a exclude grupurile furnizoare de RSF de la furnizarea RSF pentru a asigura siguranța în funcționare. Această excludere trebuie să se bazeze pe motive tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup furnizor de RSF.

929. Fiecare unitate furnizoare de RSF și fiecare grup furnizor de RSF respectă proprietățile necesare pentru RSF și orice alte proprietăți sau cerințe suplimentare și activează RSF convenite prin intermediul unui regulator proporțional care reacționează la abateri de frecvență sau care este bazat pe o funcție monotonă hibridă pe intervale cu caracteristica putere-frecvență liniară în cazul RSF activate prin releu.

930. OST se asigură că reacția combinată a RSF din cadrul sistemului electroenergetic național respectă următoarele cerințe:

- 1) activarea RSF nu este întârziată artificial și începe cât de curând posibil după o abatere de frecvență;
- 2) în cazul unei abateri de frecvență mai mare sau egală cu 200 mHz, cel puțin 50 % din capacitatea totală RSF se furnizează după cel mult 15 secunde;
- 3) în cazul unei abateri de frecvență mai mare sau egală cu 200 mHz, 100 % din capacitatea totală RSF se furnizează după cel mult 30 de secunde;
- 4) în cazul unei abateri de frecvență mai mare sau egală cu 200 mHz, activarea capacității totale RSF crește cel puțin liniar de la 15 la 30 de secunde și
- 5) în cazul în care abaterea de frecvență este mai mică de 200 mHz, capacitatea RSF aferentă activată este cel puțin proporțională cu același comportament temporal menționat la sbp. 1)-4).

931. OST monitorizează contribuția la PReF și activarea RSF în ceea ce privește RSF obligatoriu stabilită în cadrul zonei sincrone din care face parte sistemul electroenergetic național, inclusiv unitățile furnizoare de RSF și grupurile furnizoare de RSF. Fiecare furnizor de RSF pune la dispoziția OST, pentru fiecare dintre unitățile sale furnizoare de RSF și grupurile sale furnizoare de RSF, cel puțin următoarele informații:

- 1) statutul cu marcaj temporal care să indice dacă RSF sunt activate sau dezactivate;
- 2) datele cu marcaj temporal referitoare la puterea activă necesare pentru a verifica activarea RSF, inclusiv datele cu marcaj temporal privind puterea activă instantanee;
- 3) stadiul regulatorului pentru unitățile generatoare de tip C și D, care acționează ca unități furnizoare de RSF, sau parametrul său echivalent pentru grupurile furnizoare de RSF care sunt formate din unități generatoare de tip A și/sau de tip B, și/sau din unități consumatoare cu reglajul puterii active la consumul comandabil.

932. Fiecare furnizor de RSF are dreptul să agregate datele respective pentru mai mult de o unitate furnizoare de RSF în cazul în care puterea maximă a unităților agregate este mai mică de 1,5 MW și este posibilă o verificare clară a activării RSF.

933. La cererea OST, furnizorul de RSF pune la dispoziție, în timp real, informațiile solicitate, cu o rezoluție temporală de cel puțin 10 secunde.

934. La cererea OST și dacă este necesar pentru verificarea activării RSF, furnizorul de RSF pune la dispoziție informațiile solicitate privind instalațiile tehnice care fac parte din aceeași unitate furnizoare de RSF.



### **Secțiunea 3**

#### **Procesul de calificare prealabilă pentru RSF**

935. OST elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RSF și pune la dispoziția publicului detalii cu privire la procesul de calificare prealabilă pentru RSF.

936. Un potențial furnizor de RSF trebuie să demonstreze OST că respectă cerințele tehnice și cerințele suplimentare prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități furnizoare de RSF sau grupuri furnizoare de RSF.

937. Calificarea unităților furnizoare de RSF sau a grupurilor furnizoare de RSF este reevaluată:

- 1) cel puțin o dată la cinci ani;
- 2) în cazul în care cerințele de disponibilitate sau de ordin tehnic ale echipamentelor s-au schimbat și
- 3) în cazul modernizării echipamentelor legate de activarea RSF.

938. La solicitarea OST producătorii vor prezenta informația necesară și vor realiza testele necesare pentru procesul de calificare pentru RSF.

### **Secțiunea 4**

#### **Furnizarea de RSF**

939. OST asigură disponibilitatea cel puțin a RSF obligatorii convenite între toți OST din aceeași zonă sincronă.

940. OST de comun acord cu OST din aceeași zonă sincronă stabilesc, cel puțin o dată pe an, dimensiunea factorului K din zona sincronă.

941. OST de comun acord cu OST din aceeași zonă sincronă determină, în acordul operațional de zonă sincronă, cotele factorului K pentru sistemul electroenergetic național.

942. Un furnizor de RSF trebuie să garanteze disponibilitatea neîntreruptă a RSF, cu excepția unei retrageri forțate din exploatare a unei unități furnizoare de RSF, în perioada de timp în care este obligată să furnizeze RSF.

943. Fiecare furnizor de RSF informează OST, cât mai curând posibil, despre modificările disponibilității reale a unității furnizoare de RSF și/sau a grupului furnizor de RSF, în întregime sau în parte, relevante pentru rezultatele calificării prealabile.

944. OST asigură sau impune furnizorilor săi de RSF să asigure că pierderea unei unități furnizoare de RSF nu pune în pericol siguranța în funcționare prin:

- 1) limitarea cotei de RSF furnizate de fiecare unitate furnizoare de RSF la 5 % din capacitatea de rezervă pe RSF necesară pentru toată zona sincronă din care face parte sistemul electroenergetic național;
- 2) rezervarea integrală a RSF în cazul în care aceasta este repartizată doar pe o unitate furnizoare de RSF;
- 3) înlocuirea RSF care devin indisponibile din cauza unei retrageri forțate din exploatare sau a indisponibilității unei unități furnizoare de RSF ori unui grup furnizor de RSF cât mai curând posibil din punct de vedere tehnic și în conformitate cu condițiile stabilite de OST.

945. Perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF este de minim 15 minute și maxim 30 minute.

## **TITLUL V**

### **REZERVE PENTRU RESTABILIREA FRECVENȚEI**

#### **Secțiunea 1**

##### **Dimensionarea RRF**

946. OST de comun acord cu OST din blocul RFP din care face parte sistemul electroenergetic național, stabilește regulile de dimensionare a RRF în acordul operațional de bloc RFP.

947. Regulile de dimensionare a RRF trebuie să includă sau să țină cont de cel puțin următoarele:

- 1) capacitatea de rezervă necesară de RRF a blocului RFP pe baza cel puțin a unei metodologii probabilistice pe baza unor înregistrări istorice consecutive cuprinzând cel puțin valorile istorice pentru dezechilibrul de bloc RFP;
- 2) incidentului de referință, care este cel mai mare dezechilibru ce ar putea rezulta dintr-o variație instantanee a puterii active a unei singure unități generatoare, a unui singur loc de consum sau a unei singure linii de interconexiune HVDC sau din declanșarea unei linii de curent alternativ în blocul RFP;
- 3) raportul dintre RRF automate, RRF manuale, durata de activare completă a RRF automate și durata de activare completă a RRF manual;
- 4) capacitatea de rezervă pozitivă pe RRF, care nu poate fi mai mică decât incidentul de dimensionare pozitiv al blocului RFP;
- 5) capacitatea de rezervă negativă pe RRF, care nu poate fi mai mică decât incidentul de dimensionare negativ al blocului RFP;
- 6) eventualele limitări geografice pentru distribuția acestora în interiorul blocului RFP și eventualele limitări geografice pentru orice schimb sau partajare de rezerve cu alte blocuri RFP, în scopul respectării limitelor de siguranță în funcționare;
- 7) capacitatea de rezervă pozitivă pe RRF sau o combinație a capacității de rezervă pe RRF și RI este suficientă pentru a acoperi dezechilibrele pozitive din blocul RFP cel puțin 99 % din timp, pe baza înregistrărilor istorice;
- 8) capacitatea de rezervă negativă pe RRF sau o combinație a capacității de rezervă pe RRF și RI este suficientă pentru a acoperi dezechilibrele negative din blocul RFP cel puțin 99 % din timp, pe baza înregistrărilor istorice;

948. OST de comun acord cu OST din blocul RFP din care face parte sistemul electroenergetic național, stabilește în acordul operațional în blocul RFP repartizarea specifică a responsabilităților între OST aferente RRF stabilite pentru întreg blocul.

949. OST trebuie să aibă o capacitate de rezervă suficientă pe RRF, în orice moment.

## Secțiunea 2

### Cerințe tehnice minime pentru RRF

950. Cerințele tehnice minime pentru RRF sunt următoarele:

- 1) o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF trebuie să activeze RRF în conformitate cu valoarea de referință primită de la OST;
- 2) o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF pentru RRF automate trebuie să aibă o temporizare a activării RRF automate care să nu depășească 30 de secunde;
- 3) un furnizor de RRF se asigură că este posibilă monitorizarea activării RRF la unitățile furnizoare de RRF din cadrul unui grup furnizor de rezerve. În acest scop, furnizorul de RRF trebuie să poată furniza către OST valori măsurate în timp real la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OST în ceea ce privește:
  - a) producția programată de putere activă cu marcă de timp;
  - b) puterea activă instantanee cu marcă de timp pentru:
    - fiecare unitate furnizoare de RRF;
    - fiecare grup furnizor de RRF și
    - fiecare unitate generatoare sau unitate consumatoare a unui grup furnizor de RRF cu producția maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;
- 4) o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF pentru RRF automate trebuie să își poată activa capacitatea completă de rezervă pe RRF automate pe durata de activare completă a RRF automate;
- 5) o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF pentru RRF manuale trebuie să își poată activa capacitatea completă de rezervă pe RRF manuale pe durata de activare completă a RRF manuale;

- 6) un furnizor de RRF trebuie să îndeplinească cerințele privind disponibilitatea RRF și
- 7) o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF trebuie să îndeplinească cerințele privind viteza de variație a sarcinii în blocul RFP.

951. OST de comun acord cu OST din blocul RFP din care face parte sistemul electroenergetic național, specifică cerințele privind disponibilitatea RRF și cerințele privind controlul calității la unitățile furnizoare de RRF și grupurile furnizoare de RRF din blocul lor RFP în acordul operațional în blocul RFP.

952. OST trebuie să adopte cerințele tehnice pentru racordarea unităților furnizoare de RRF și a grupurilor furnizoare de RRF pentru a asigura furnizarea RRF în condiții de siguranță și de securitate.

953. Fiecare furnizor de RRF trebuie:

- 1) să se asigure că unitățile furnizoare de RRF și grupurile furnizoare de RRF îndeplinesc cerințele tehnice minime pentru RRF, cerințele privind disponibilitatea RRF și cerințele privind viteza de variație a sarcinii.
- 2) să își informeze OST despre o reducere a disponibilității reale a unității sale furnizoare de RRF sau a grupului furnizor de RRF sau a unei părți a acestuia din urmă, cât de curând posibil.

954. OST asigură monitorizarea conformității cu cerințele tehnice minime pentru RRF, cu cerințele privind disponibilitatea RRF, cu cerințele privind viteza de variație a sarcinii și cu cerințele de racordare prin intermediul unităților furnizoare de RRF și al grupurilor furnizoare de RRF.

### **Secțiunea 3**

#### **Procesul de calificare prealabilă pentru RRF**

955. OST elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RRF și clarifică și pune la dispoziția publicului detalii cu privire la acesta.

956. Un potențial furnizor de RRF trebuie să demonstreze OST că respectă cerințele tehnice minime privind RRF, cerințele privind disponibilitatea RRF, cerințele privind viteza de variație a sarcinii și cerințele de racordare, prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități furnizoare de RRF sau a potențialelor grupuri furnizoare de RRF.

957. Un potențial furnizor de RRF depune o cerere oficială la OST, însoțită de informațiile obligatorii referitoare la potențialele unități furnizoare de RRF sau grupuri furnizoare de RRF. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OST trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OST consideră că cererea este incompletă, el solicită informații suplimentare, iar potențialul furnizor de RRF prezintă informațiile suplimentare solicitate în termen de 4 săptămâni de la primirea cererii. În cazul în care potențialul furnizor de RRF nu furnizează informațiile solicitate în termenul menționat, se consideră că cererea a fost retrasă.

958. În termen de 3 luni de la confirmarea de către OST a faptului că cererea este completă, OST trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități furnizoare de RRF sau grupuri furnizoare de RRF îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RRF. OST notifică decizia sa potențialului furnizor de RRF.

959. Calificarea unităților furnizoare de RRF sau a grupurilor furnizoare de RRF este reevaluată:

- 1) cel puțin o dată la cinci ani și
- 2) în cazul în care cerințele tehnice sau de disponibilitate a echipamentelor s-au schimbat.

960. Pentru a asigura siguranța în funcționare, OST are dreptul de a exclude grupurile furnizoare de RRF de la furnizarea de RRF pe baza unor argumente tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup furnizor de RRF.

## **TITLUL VI**

## REZERVE DE ÎNLOCUIRE

### Secțiunea 1

#### Dimensionarea RI

961. OST are dreptul de a implementa un proces de înlocuire a rezervelor.
962. OST de comun acord cu OST din blocul RFP din care face parte sistemul electroenergetic național, definesc regulile de dimensionare a RI în acordul operațional în blocul RFP.
963. Regulile de dimensionare a RI cuprind cel puțin următoarele cerințe:
- 1) trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă pozitivă pe RI pentru a restabili cantitatea necesară de RRF pozitive.
  - 2) trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă negativă pe RI pentru a restabili cantitatea necesară de RRF negative.
  - 3) trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă pe RI, atunci când aceasta este luată în considerare la dimensionarea capacității de rezervă pe RRF în vederea respectării obiectivului de calitate ARRF, și
  - 4) respectarea siguranței în funcționare într-un bloc RFP pentru determinarea capacității de rezervă pe RI.
964. OST de comun acord cu OST din blocul RFP din care face parte sistemul electroenergetic național, pot reduce capacitatea de rezervă pe RI a blocului RFP care rezultă din procesul de dimensionare a RI, prin elaborarea unui acord de partajare a RI pentru respectiva capacitate pe RI cu alte blocuri de RFP. OST limitează reducerea capacității sale de rezervă pe RI pentru ca:
- 1) să garanteze că încă poate să își îndeplinească parametrii-țintă pentru ARRF;
  - 2) să se asigure că nu este pusă în pericol siguranța operațională și
  - 3) să se asigure că reducerea capacității de rezervă pe RI nu depășește restul de capacitate de rezervă pe RI a blocului RFP.
965. OST de comun acord cu OST din blocul RFP din care face parte sistemul electroenergetic național, specifică în acordul operațional în blocul RFP repartizarea responsabilităților între OST pentru implementarea regulilor de dimensionare a RI.
966. OST trebuie să dispună în orice moment de o capacitate de rezervă suficientă pe RI în conformitate cu regulile de dimensionare a RI. OST precizează, în acordul operațional în blocul RFP, o procedură de escaladare pentru situațiile de risc grav de capacitate de rezervă insuficientă pe RI.

### Secțiunea 2

#### Cerințe tehnice minime pentru RI

967. Unitățile de furnizare a RI și grupurile de furnizare a RI trebuie să respecte următoarele cerințe tehnice minime:
- 1) activarea RI potrivit valorii de referință primite de la OST;
  - 2) activarea capacității complete de rezervă pe RI pe durata de activare definită de către OST;
  - 3) dezactivarea RI potrivit valorii de referință primite de la OST;
  - 4) un furnizor de RI se asigură că este posibilă monitorizarea activării RI la unitățile furnizoare de RI din cadrul unui grup furnizor de rezerve. În acest scop, furnizorul de RI trebuie să poată furniza către OST valori măsurate în timp real la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OST în ceea ce privește:
    - a) producția programată de putere activă cu marcă de timp, pentru fiecare unitate furnizoare de RI sau grup furnizor de RI și pentru fiecare unitate generatoare sau unitate consumatoare a unui grup furnizor de RI cu producția maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;
    - b) puterea activă instantanee cu marcă de timp, pentru fiecare unitate furnizoare de RI sau grup furnizor de RI și pentru fiecare unitate generatoare sau unitate consumatoare a

unui grup furnizor de RI cu producția maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;

5) îndeplinirea cerințelor privind disponibilitatea RI.

968. OST de comun acord cu OST din blocul RFP din care face parte sistemul electroenergetic național specifică cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele privind controlul calității la unitățile furnizoare de RI și grupurile furnizoare de RI în acordul operațional în blocul RFP.

969. OST trebuie să adopte cerințele tehnice pentru racordarea unităților furnizoare de RI și a grupurilor furnizoare de RI pentru a asigura furnizarea RI în condiții de siguranță și de securitate, potrivit descrierii procesului de calificare prealabilă.

970. Fiecare furnizor de RI:

1) se asigură că unitățile furnizoare de RI și grupurile furnizoare de RI îndeplinesc cerințele tehnice minime pentru RI și cerințele privind disponibilitatea RI;

2) informează OST despre o reducere a disponibilității reale sau o retragere forțată din exploatare a unității sale furnizoare de RI sau a grupului furnizor de RI sau a unei părți a acestuia din urmă, cât de curând posibil.

971. OST asigură monitorizarea conformității și respectarea cerințelor tehnice pentru RI, cerințelor privind disponibilitatea RI și cerințelor de racordare în ceea ce privește unitățile sale furnizoare de RI și grupurile sale furnizoare de RI.

### **Secțiunea 3**

#### **Procesul de calificare prealabilă pentru RI**

972. OST elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RI și clarifică și pune la dispoziția publicului detalii cu privire la acesta.

973. Un potențial furnizor de RI trebuie să demonstreze OST că respectă cerințele tehnice minime privind RI, cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele de racordare, prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități furnizoare de RI sau a potențialelor grupuri furnizoare de RI.

974. Un potențial furnizor de RI depune o cerere oficială la OST, însoțită de informațiile obligatorii referitoare la potențialele unități furnizoare de RI sau grupuri furnizoare de RI. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OST trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OST consideră că cererea este incompletă, potențialul furnizor de RI prezintă informațiile suplimentare solicitate în termen de 4 săptămâni de la primirea solicitării de prezentare a acestor informații. În cazul în care potențialul furnizor de RI nu furnizează informațiile solicitate în termenul menționat, se consideră că cererea a fost retrasă.

975. În termen de 3 luni de la confirmarea faptului că cererea este completă, OST trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități furnizoare de RI sau grupuri furnizoare de RI îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RI. OST notifică decizia sa potențialului furnizor de RI.

976. Calificarea unităților furnizoare de RI sau a grupurilor furnizoare de RI este reevaluată:

1) cel puțin o dată la cinci ani și

2) în cazul în care cerințele tehnice sau de disponibilitate a echipamentelor s-au schimbat.

977. Pentru a asigura siguranța în funcționare, OST are dreptul de a refuza furnizarea de RI de către grupurile furnizoare de RI pe baza unor argumente tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care formează un grup furnizor de RI.

## **TITLUL VII**

### **SCHIMBUL ȘI PARTAJAREA DE REZERVE**

#### **Secțiunea 1**

##### **Schimbul și partajarea de RSF într-o zonă sincronă**

978. Schimbul de RSF implică transferul unei RSF obligatorii de la OST către alți OST pentru capacitatea de rezervă pe RSF corespunzătoare atribuită OST.

979. OST de comun acord cu OST ai sistemelor electroenergetice vecine, are dreptul de a specifica, în acordurile operaționale, limite aplicabile schimbului de RSF în vederea:

- 1) evitării congestiilor interne în cazul activării RSF;
- 2) asigurării unei distribuții uniforme a RSF în caz de divizare a rețelei; și
- 3) evitării destabilizării PRF sau a siguranței în funcționare.

980. OST poate refuza schimbul de RSF în cazul în care acesta ar putea genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă pe RSF care face obiectul schimbului de RSF.

981. OST verifică dacă marja sa de fiabilitate, este suficientă pentru a permite fluxurile de putere rezultate din activarea capacității de rezervă pe RSF care face obiectul schimbului de RSF.

982. OST nu partajează RSF cu alți OST pentru a-și îndeplini RSF obligatorie.

## **Secțiunea 2**

### **Schimbul și partajarea de RRF și de RI într-o zonă sincronă**

983. OST de comun acord cu OST din blocul RFP din care face parte sistemul electroenergetic național, definește în acordul operațional, rolurile și responsabilitățile în ceea ce privește schimbul sau partajarea de RRF și/sau RI, inclusiv:

- 1) cantitatea capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului sau partajării de RRF/RI;
- 2) implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere;
- 3) cerințele tehnice minime referitoare la RRF/RI aferente procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere;
- 4) implementarea calificării prealabile pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care fac obiectul schimbului;
- 5) responsabilitatea de a monitoriza îndeplinirea cerințelor tehnice pentru RRF/RI și a cerințelor de disponibilitate a capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului;
- 6) proceduri pentru a se asigura faptul că schimbul sau partajarea de RRF/RI nu generează fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare.

984. OST de comun acord cu OST ai sistemelor electroenergetice vecine, are dreptul de a specifica, în acordurile operaționale, limite aplicabile schimbului de RRF/RI în vederea:

- 1) evitării congestiilor interne în cazul activării RRF/RI;
- 2) asigurării unei distribuții uniforme a RRF/RI în caz de divizare a rețelei; și
- 3) evitării destabilizării PRF/PIR sau a siguranței în funcționare.

985. OST poate refuza schimbul sau partajarea în cazul în care acesta ar genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului de RRF sau RI.

986. OST se asigură că schimbul de RRF/RI nu împiedică să respecte cerințele referitoare la rezerve stabilite în regulile de dimensionare a RRF sau RI.

987. OST de comun acord cu OST din blocul RFP din care face parte sistemul electroenergetic național, definește în acordul operațional în blocul RFP, rolurile și responsabilitățile OST în ceea ce privește schimbul sau partajarea de RRF și/sau de RI cu OST din alte blocuri RFP.

## **Secțiunea 3**

### **Schimbul și partajarea de RSF, RRF și de RI între zonele sincrone**

988. OST are dreptul de a utiliza procesul de schimb sau partajare de RSF, RRF, RI între zonele sincrone.

989. Operatori și/sau gestionari al unei linii de interconexiune HVDC care interconectează zonele sincrone furnizează către OST posibilitatea de a efectua schimbul și partajarea de RSF, RRF și RI în cazul în care această tehnologie este instalată.

990. În scopul schimbului sau partajării RSF, RRF și RI, OST trebuie să elaboreze și să adopte un acord de coordonare și de operare a HVDC cu gestionarii liniei de interconexiune HVDC și/sau cu operatorii liniei de interconexiune HVDC sau cu persoanele juridice care cuprind gestionarii liniei de interconexiune HVDC și/sau operatorii liniei de interconexiune HVDC, inclusiv:

- 1) interacțiuni în toate intervalele de timp, inclusiv planificarea și activarea;
- 2) factorul de sensibilitate MW/Hz, funcția de răspuns liniar/dinamic sau static/progresiv a fiecărei linii de interconexiune HVDC care conectează zone sincrone și
- 3) ponderea/interacțiunea acestor funcții în diverse trasee HVDC între zonele sincrone.

991. OST poate refuza schimbul sau partajarea în cazul în care acesta ar genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului de RRF sau RI.

## **TITLUL VIII COOPERAREA CU OSD**

992. OST și OSD cooperează în vederea facilitării și permițerii furnizării de rezerve de putere activă prin intermediul grupurilor de furnizare a rezervelor sau al unităților de furnizare a rezervelor situate în sistemele de distribuție.

993. În sensul procesului de calificare prealabilă pentru RSF, pentru RRF și pentru RI, OST trebuie să elaboreze și să specifice, într-un acord cu OSD, termenii schimbului de informații necesar pentru aceste procese de calificare prealabilă în ceea ce privește unitățile de furnizare a rezervelor sau grupurile de furnizare a rezervelor situate în sistemele de distribuție și în ceea ce privește furnizarea rezervelor de putere activă. Procesul de calificare prealabilă pentru RSF, pentru RRF și pentru RI specifică informațiile care trebuie furnizate de către potențialele unități sau grupuri de furnizare a rezervelor, care includ:

- 1) nivelurile de tensiune și punctele de racordare a unităților sau grupurilor de furnizare a rezervelor;
- 2) tipul rezervelor de putere activă;
- 3) capacitatea de rezervă maximă furnizată de unitățile sau grupurile de furnizare a rezervelor la fiecare punct de racordare și
- 4) viteza maximă de modificare a puterii active pentru unitățile sau grupurile de furnizare a rezervelor.

994. Procesul de calificare prealabilă se bazează pe calendarul convenit și pe normele privind schimburile de informații și furnizarea de rezerve de putere activă între OST și OSD. Procesul de calificare prealabilă trebuie să aibă o durată maximă de trei luni de la depunerea unei cereri oficiale complete de către unitatea sau grupul furnizor de rezerve.

995. Pe durata procesului de calificare prealabilă a unității sau a grupului furnizor de rezerve racordat la sistemul său de distribuție, OSD, în cooperare cu OST, are dreptul de a limita sau de a exclude furnizarea de rezerve de putere activă situate în sistemul său de distribuție, pe baza unor motive tehnice, cum ar fi amplasarea geografică a unităților de furnizare a rezervelor și a grupurilor de furnizare a rezervelor.

996. OSD are dreptul, în cooperare cu OST, să stabilească limite temporare pentru furnizarea de rezerve de putere activă situate în sistemul său de distribuție, înainte de activarea rezervelor. OST respectiv stabilește procedurile aplicabile de comun acord cu OSD.

## **PARTEA V ASIGURAREA ECHILIBRULUI SISTEMULUI ELECTROENERGETIC**

### **TITLU I FUNCȚII ȘI RESPONSABILITĂȚI**

## **Secțiunea 1**

### **Rolul operatorului sistemului de transport**

997. În contextul Titlului dat OST reprezintă operatorul sistemului de transport responsabil de dirijarea operativ-tehnologică unică a sistemului electroenergetic.

998. OST este responsabil cu achiziția de servicii de echilibrare de la furnizorii de servicii de echilibrare, pentru a garanta siguranța în funcționare.

999. OST aplică un model de autodispecerizare pentru a stabili programele de producere și de consum.

## **Secțiunea 2**

### **Cooperarea cu operatorii de sisteme de distribuție**

1000. Operatorii de sisteme de distribuție, operatorii de transport și de sistem, furnizorii de servicii de echilibrare și părțile responsabile cu echilibrarea cooperează pentru a asigura o echilibrare eficientă și eficace.

1001. Fiecare OSD trebuie să furnizeze, în timp util, toate informațiile necesare pentru a realiza decontarea dezechilibrelor către OST, în conformitate cu Codul dat, Regulile pieței energiei electrice și alte documente în vigoare.

1002. Operatorii de sisteme de distribuție raportează OST orice limite, care ar putea afecta îndeplinirea cerințelor prevăzute în prezentul regulament.

## **Secțiunea 3**

### **Rolul furnizorilor de servicii de echilibrare**

1003. Un furnizor de servicii de echilibrare trebuie să se califice pentru transmiterea de oferte de energie de echilibrare sau de capacitate pentru echilibrare care sunt activate sau achiziționate de către OST. Finalizarea cu succes a calificării prealabile, este considerată o premisă a finalizării cu succes a procesului de calificare necesar pentru a deveni furnizor de servicii de echilibrare în temeiul prezentului regulament.

1004. Fiecare furnizor de servicii de echilibrare îi transmite OST ofertele sale de capacitate pentru echilibrare care afectează una sau mai multe părți responsabile cu echilibrarea.

1005. Fiecare furnizor de servicii de echilibrare care participă la procesul de achiziție a capacității pentru echilibrare își transmite și are dreptul de a-și actualiza ofertele de capacitate pentru echilibrare înainte de ora de închidere a porții pentru procesul de achiziție.

1006. Fiecare furnizor de servicii de echilibrare care deține un contract pentru furnizarea capacității pentru echilibrare îi transmite OST ofertele de energie de echilibrare sau ofertele aferente proceselor integrate de planificare corespunzătoare volumului, produselor și altor cerințe prevăzute în contractul de furnizare a capacității pentru echilibrare.

1007. Orice furnizor de servicii de echilibrare are dreptul de a-i transmite OST ofertele de energie de echilibrare din produse standard sau din produse specifice sau ofertele aferente proceselor integrate de planificare pentru care a trecut procesul de calificare prealabilă.

1008. Prețul ofertelor de energie de echilibrare sau a ofertelor aferente proceselor integrate de planificare din produse standard și specifice nu este predeterminat într-un contract de furnizare a capacității pentru echilibrare. OST poate propune o derogare de la această normă în propunerea privind clauzele și condițiile în materie de echilibrare. Această derogare se aplică numai produselor specifice și trebuie să fie însoțită de o justificare care să demonstreze un nivel mai ridicat de eficiență economică.

1009. Nu trebuie să existe nicio discriminare între ofertele de energie de echilibrare sau ofertele aferente proceselor integrate de planificare și ofertele de energie de echilibrare sau ofertele aferente proceselor integrate de planificare.

1010. În cazul fiecărui produs de energie de echilibrare sau de capacitate pentru echilibrare, unitatea de furnizare a rezervelor, grupul de furnizare a rezervelor, locul de consum sau terțul și părțile asociate responsabile cu trebuie să aparțină aceleiași zone de programare.



## **Secțiunea 4**

### **Rolul părților responsabile cu echilibrarea**

1011. În timp real, fiecare parte responsabilă cu echilibrarea depune eforturi pentru a fi echilibrată sau pentru a contribui la echilibrarea sistemului electroenergetic.

1012. Fiecare parte responsabilă cu echilibrarea poartă răspunderea financiară pentru dezechilibrele care urmează să fie decontate cu OST.

1013. Înainte de ora de închidere a porții pieței intrazilnice, fiecare parte responsabilă cu echilibrarea poate modifica programele necesare pentru a-și calcula poziția.

## **Secțiunea 5**

### **Clauze și condiții în materie de echilibrare**

1014. Furnizori de servicii de echilibrare vor fi considerați producătorii care dispun de grupuri generatoare de tip B, C și D pentru care urmează să parcurgă etapa de calificare și pentru care vor oferta pe piața de echilibrare.

1015. Pentru unitățile de producere pentru care disponibilitatea sursei primare de energie electrică nu poate fi activ controlată, puterea disponibilă indicată în declarația de disponibilitate, pentru care are loc ofertarea este egală cu cel puțin valoarea puterii nete indicată în notificările fizice.

1016. Pentru unitățile de producere în cogenerare se acceptă indicarea valorii minime tehnice egale cu valoarea puterii active corespunzătoare sarcinii termice planificate.

1017. Valoarea energiei livrate de o unitate de producere va fi ajustată întru asigurarea egalității între suma valorilor livrate de unitățile de producere și valoare producerii nete a centralei electrice din care fac parte respectivele unități de producere.

1018. Mecanismul de echilibrare include piețe pe care sunt tranzacționate produse standard și/sau produse specifice.

1019. Lista produselor standard include cel puțin:

- 1) Energie și capacitate pentru procesul automat de restabilire a frecvenței;
- 2) Energie și capacitate pentru procesul manual de restabilire a frecvenței;
- 3) Energie și capacitate pentru procesul de înlocuire a rezervei;

1020. Cerințele tehnice pentru produsele standard vor fi definite de către OST.

1021. OST poate defini produse specifice și de a le propune spre coordonare Agenției.

1022. Din punct de vedere a mecanismului de echilibrare, ca unitate de producere se consideră :

- 1) centralele electrice eoliene și solare pentru fiecare loc de producere în parte ;
- 2) grupurile generatoare din centralele electrice termice și hidro;
- 3) grup generatoare format prin agregarea într-o unitate a mai multor grupuri generatoare de tip B, care îndeplinesc condițiile de agregare stabilite de OST.

1023. Pentru asigurarea egalității sumei energiei de echilibrare livrate la nivel de unitate de producere și centrală electrică, se vor aplica formule de calcul corespunzătoare.

## **TITLU II**

### **SERVICIILE DE ECHILIBRARE**

#### **Capitolul 1**

#### **Energia de echilibrare**

#### **Secțiunea 1**

#### **Activarea ofertelor de energie de echilibrare din listele cu ordine de merit**

1024. Pentru a menține echilibrul sistemului în conformitate, OST utilizează oferte de energie de echilibrare, care sunt disponibile pentru livrare, pe baza listelor cu ordine de merit.

1025. OST poate colabora cu OST din sistemele electroenergetice vecine în a stabili mecanisme de echilibrare care ar permite utilizarea listelor de merit comune.
1026. OST nu activează ofertele de energie de echilibrare înainte de ora corespunzătoare de închidere a porții pentru energia de echilibrare, cu excepția cazului în care sistemul este în stare de alertă sau de urgență, când aceste activări contribuie la atenuarea severității respectivelor stări ale sistemului, și cu excepția cazului în care ofertele servesc altor scopuri decât echilibrării.
1027. Pentru fiecare ofertă de energie de echilibrare activată din lista cu ordine de merit, OST trebuie să definească scopul activării.
1028. În cazul în care activarea ofertelor de energie de echilibrare se abate de la rezultatele funcției de optimizare a activării, OST include informațiile cu privire la motivele pentru care a avut loc abaterea respectivă.
1029. Cererea de activare a unei oferte de energie de echilibrare din funcția de optimizare a activării îl obligă pe OST să accepte schimbul ferm de energie de echilibrare. OST conector asigură activarea ofertei de energie de echilibrare selectate de funcția de optimizare a activării.
1030. Activarea ofertelor de energie de echilibrare se bazează pe un model OST-OST cu o listă cu ordine de merit comune.
1031. OST transmite funcției de optimizare a activării toate datele necesare pentru operarea algoritmilor funcției de optimizare a activării.
1032. OST trebuie să transmită funcției de optimizare a activării, înainte de ora de închidere a porții pentru transmiterea de oferte de energie, toate ofertele de energie de echilibrare primite de la furnizorii de servicii de echilibrare. OST nu modifică și nici nu suspendă ofertele de energie de echilibrare, care au fost validate.
1033. În modelul de autodispecerizare și cu o oră de închidere a porții intrazilnice ulterioară orei de închidere a porții pentru energia de echilibrare, OST poate elabora o propunere de limitare a volumului tranzacționării pe piața intrazilnică pentru evitarea dezechilibrelor majore după închiderea porții pieței intrazilnice.
1034. OST poate solicita activarea ofertelor de energie de echilibrare din listele cu ordine de merit până la volumul total al energiei de echilibrare disponibile. Volumul total al energiei de echilibrare care poate fi activat de către OST este suma volumelor din ofertele de energie de echilibrare din listele cu ordine de merit comune sau interne.

## **Secțiunea 2**

### **Funcția de optimizare a activării**

1035. OST instituie o funcție de optimizare a activării, în vederea optimizării activării ofertelor de energie de echilibrare din diferite liste cu ordine de merit. Această funcție ia în considerare cel puțin:
- 1) procesele de activare și constrângerile tehnice din diferite produse de energie de echilibrare;
  - 2) siguranța în funcționare;
  - 3) constrângerile tehnice și pe cele legate de rețea;
  - 4) toate ofertele de energie de echilibrare incluse în listele cu ordine de merit compatibile;
  - 5) posibilitatea compensării solicitărilor de activare în sens contrar;
  - 6) solicitările de activare transmise de alți OST;
  - 7) capacitatea interzonală disponibilă.
1036. Listele cu ordine de merit comune constau în oferte de energie de echilibrare din produse standard. Ofertele de energie de echilibrare de creștere și de reducere sunt incluse separat în liste cu ordine de merit comune diferite.
1037. Fiecare funcție de optimizare a activării utilizează cel puțin o listă cu ordine de merit comune pentru ofertele de creștere de energie de echilibrare și o listă cu ordine de merit comune pentru ofertele de reducere de energie de echilibrare.

1038. În funcție de cererea de produse standard de energie de echilibrare, OST poate crea mai multe liste cu ordine de merit.

1039. Funcția de optimizare a activării selectează ofertele de energie de echilibrare și solicită activarea ofertelor de energie de echilibrare selectate.

1040. Funcția de optimizare a activării transmite confirmarea activării ofertelor de energie de echilibrare activate către OST. Furnizorii de servicii de echilibrare activate sunt responsabili cu livrarea volumului solicitat până la sfârșitul perioadei de livrare.

1041. OST depune eforturi pentru a utiliza toate ofertele de energie de echilibrare din listele cu ordine de merit pentru procesul de restabilire a frecvenței și procesul de înlocuire a rezervelor, cu scopul de a echilibra sistemul în modul cel mai eficient posibil, ținând seama de siguranța în funcționare.

1042. Cu excepția cazului în care sistemul se află în starea normală de funcționare, OST pot decide să echilibreze sistemul utilizând numai ofertele de energie de echilibrare permise din partea furnizorilor de servicii de echilibrare din sistemul electroenergetic național, în cazul în care această decizie contribuie la atenuarea gravității stării actuale a sistemului.

## **Capitolul II**

### **Capacitatea pentru echilibrare**

#### **Secțiunea 1**

##### **Norme privind achizițiile**

1043. OST trebuie să revizuiască și să definească periodic și cel puțin o dată pe an cerințele privind necesarul de capacitate în rezervă, în temeiul normelor în materie de dimensionare. OST trebuie să efectueze o analiză privind asigurarea optimă a capacității în rezervă, vizând reducerea la minimum a costurilor asociate cu asigurarea capacității în rezervă. Această analiză ia în considerare următoarele opțiuni pentru asigurarea capacității în rezervă:

- 1) achiziția capacității pentru echilibrare în sistemul electroenergetic național și schimbul de capacitate pentru echilibrare cu OST învecinați, atunci când este cazul;
- 2) partajarea rezervelor, dacă este cazul;
- 3) volumul ofertelor de energie de echilibrare necontractate care se preconizează că vor fi disponibile atât în sistemul electroenergetic național, cât și sistemele electroenergetice vecine, luând în considerare capacitatea interzonală disponibilă.

1044. OST achiziționează capacitate pentru echilibrare pe piața serviciilor de sistem în conformitate cu prevederile Regulilor pieței energiei electrice.

1045. Achiziția de capacitate pentru echilibrare de creștere și de reducere, cel puțin în cazul rezervelor pentru restabilirea frecvenței și al rezervelor de înlocuire, poate fi efectuată separat.

#### **Secțiunea 2**

##### **Schimbul de capacitate pentru echilibrare**

1046. OST, de comun acord cu alți OST, este în drept de a realiza schimb reciproc de capacitate pentru echilibrare și elaborează o propunere privind instituirea de norme și de procese comune și armonizate pentru schimbul și achiziția de capacitate pentru echilibrare.

1047. Schimbul de capacitate pentru echilibrare se realizează pe baza unui model OST-OST, conform căruia doi sau mai mulți OST stabilesc o metodă pentru achiziția comună de capacitate pentru echilibrare, ținând seama de capacitatea interzonală disponibilă și de limitele operaționale;

1048. În cazul schimbului de capacitate, OST trebuie să transmită funcției de optimizare a achiziției de capacitate toate ofertele de capacitate pentru echilibrare din produse standard.

1049. OST, în cazul schimbului schimb de capacitate pentru echilibrare, asigură atât disponibilitatea capacității interzonale, cât și îndeplinirea cerințelor privind siguranța în funcționare, fie prin:

- 1) metodologia de calcul al probabilității în ceea ce privește disponibilitatea capacității interzonale după ora de închidere a porții pieței intrazilnice, fie prin

2) metodologiile pentru alocarea capacității interzonale în intervalul de echilibrare.

1050. OST de comun acord cu OST cu care face schimb de capacitate pentru echilibrare în ceea ce privește rezervele pentru restabilirea frecvenței și rezervele de înlocuire pot elabora o propunere de metodologie de calcul al probabilității în ceea ce privește disponibilitatea capacității intrazonale după ora de închidere a porții pieței intrazilnice. Metodologia descrie cel puțin:

- 1) procesul de realizare a evaluării pentru perioada relevantă pentru schimbul de capacitate pentru echilibrare;
- 2) metoda de evaluare a riscului de indisponibilitate a capacității interzonale din cauza întreruperilor planificate și neplanificate și din cauza congestiilor;
- 3) metoda de evaluare a riscului de insuficiență a capacității în rezervă din cauza indisponibilității capacității interzonale;
- 4) cerințele privind aplicarea unei soluții de ultimă instanță în cazul indisponibilității capacității interzonale sau a insuficienței capacității în rezervă;
- 5) cerințele privind examinarea ex post și monitorizarea riscurilor;
- 6) normele menite să asigure decontarea.

1051. OST nu măresc marja de fiabilitate calculată pentru procesul de alocare a capacității interzonale din cauza schimbului de capacitate pentru echilibrare în ceea ce privește rezervele pentru restabilirea frecvenței și rezervele de înlocuire.

1052. OST care fac schimb de capacitate pentru echilibrare pot utiliza capacitatea interzonală pentru schimbul de energie de echilibrare atunci când capacitatea interzonală este:

- 1) disponibilă după finalizarea procesului de alocare a capacității interzonale și/sau după închiderea porții pieței intrazilnice;
- 2) eliberată după finalizarea procesului de alocare a capacității interzonale și/sau după închiderea porții pieței intrazilnice;
- 3) alocată în cadrul procesului de alocare a capacității interzonale.